



Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Energibyen Frederikshavn

- *Scenarier for 100% vedvarende energi i år 2015*

Lund, Henrik; Østergaard, Poul Alberg; Sperling, Karl

Publication date:
2011

Document Version
Tidlig version også kaldet pre-print

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Lund, H., Østergaard, P. A., & Sperling, K. (2011). *Energibyen Frederikshavn: - Scenarier for 100% vedvarende energi i år 2015*. Institut for Planlægning, Aalborg Universitet.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Projektet Energibyen Frederikshavn: 100% VE-Forsyning

Energibyen Frederikshavn - Scenarier for 100% vedvarende energi i år 2015



Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard og Karl Sperling
Aalborg Universitet

Energibyen Frederikshavn
- Scenarier for 100% vedvarende energi i år 2015

© Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard og Karl Sperling

Fotos: Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard og Thisted Varmeforsyning

Juni 2011

Forside: Solfangeranlæg i Strandby

Udgiver:
Institut for Planlægning
Aalborg Universitet
Fibigerstræde 13
9220 Aalborg Ø

Pdf-udgave af udgivelse: www.energyplanning.aau.dk/Publications/Frederikshavn

ISBN 978-87-91830-50-1

Indhold

Baggrund for notatet.....	4
Definitioner og kriterier for målopfyldelse	6
Reference: Nuværende energiforbrug og forsyning (2007)	8
Status på første skridt år 2009/2010	13
Komponenter i et 100% VE-scenario 2015	15
Energisystemanalyser af Frederikshavn	23
Resultat af analyser og opstilling af 2015-scenario.....	26
Oversigt og økonomi	35
Valg af mål for Energibyen Frederikshavn 2015	38
Referencer.....	44
Appendiks 1: Økonomiske nøgletal – Alle scenarier	45
Appendiks 2: Økonomiske nøgletal - Basisscenariet	46
Appendiks 3: Økonomiske nøgletal – VP Plus-scenariet.....	47
Appendiks 4: Økonomiske nøgletal – BiogasPlus-scenariet.....	48
Appendiks 5: Økonomiske nøgletal – Kombi-scenariet.....	49
Appendiks 6: Økonomiske nøgletal – Elektrolyse-scenariet.....	50

Baggrund for notatet

Dette notat indeholder en opdateret udgave (version 4) af visionen for det tekniske energisystem i Frederikshavn anno 2015 baseret 100% på vedvarende energi.

Energy Camp 2006 (Version1)

Den første version (februar 2007) var baseret på et forslag, der blev udarbejdet af en arbejdsgruppe på Energy Camp 2006¹. Arbejdet er nærmere beskrevet i notatet "Next City, Frederikshavn – Danmarks vedvarende energiby". I sagens natur var det et *forslag*, som kunne virke som *inspiration* i det videre arbejde. Arbejdet med at omsætte ideer til virkelighed var et fremtidigt projekt, som skulle udarbejdes i tæt dialog med de mange deltagende aktører. Desuden skulle talgrundlaget gennemgås nærmere. Dette gjorde sig især gældende for opgørelserne af industriens og transportsektorens energiforbrug samt det individuelle opvarmningsbehov, som var baseret på danske gennemsnitstal. Opgørelsen over elforbrug og det kollektive varmebehov var derimod baseret på oplysninger fra Frederikshavns Forsyning.

Vækstforum-PSO-projekt "Energibyen Frederikshavn"

Med det formål at etablere dialogen mellem aktørerne samt at udbygge datagrundlaget blev projektet "Energibyen Frederikshavn" gennemført i perioden juli 2008 til juni 2011. Projektet er finansieret af Den Europæiske Regionalfond (Vækstforum), PSO F&U-midler v/Energinet.dk og Frederikshavn Forsyning. Projektet har været ledet af Frederikshavn Kommunes Energibysekretariat og har, via samarbejde og afholdelse af årlige konferencer og energiuger, omfattet en dialog med relevante aktører og lokalsamfundet generelt. Resultatet af arbejdet er dels en opdateret vision og dels etableringen af en interaktiv 3D-visualiseringsmodel af det fremtidige energisystem i Frederikshavn. Arbejdet har desuden omfattet en videreudvikling af energisystemanalyseværktøjet EnergyPLAN, herunder etableringen af en facilitet, som gør, at analyseværktøjet kan interagere med brugerinput i 3D-visualiseringsmodellen.

Nærværende notat redegør for den del af projektet, som omfatter en opdateret vision for energisystemet i Frederikshavn baseret 100% på vedvarende energi. Udover nærværende notat foreligger det samlede resultatet af ovennævnte projekt i form af følgende:

- Opdateret version af energisystemanalyseværktøjet EnergyPLAN, som kan downloades fra hjemmesiden www.EnergyPLAN.eu
- Dokumentation af EnergyPLAN-værktøjet, hvoraf det fremgår, hvilke nye faciliteter, der er udviklet som en del af dette projekt. Dokumentationen kan downloades fra <http://energy.plan.aau.dk/manual.php>
- 3D-visualiseringsmodel inkl. interaktion med EnergyPLAN-værktøjet. Adgang til modellen opnås via www.3dgi.dk/G/runECity
- Visualiseringsmodellen er beskrevet i notatet *Energibyen Frederikshavn - Visualisering og Systemanalyse*
- Udover ovenstående skal dette notat også ses i tæt sammenhæng med den af COWI udarbejdede forretningsplan (COWI 2008) samt varmeetlasset for Frederikshavn beskrevet i notatet *Energibyen Frederikshavn – Potentiale for varmebesparelser og udvidelse af fjernvarmeområder*, af Bernd Möller og Karl

¹ Se www.energycamp.dk

Sperling, Aalborg Universitet. Omtalte notat er udarbejdet dels som del af dette projekt og dels som en del af et Ph.d.-projekt finansieret af Aalborg Universitet og Frederikshavn Forsyning.

Version 2 og 3

Som det fremgår ovenfor har formålet med dette arbejde været at videreudvikle scenariet for Energiby Frederikshavn i en tæt dialog med lokalsamfund og relevante aktører. Derfor har arbejdet været organiseret i en dialogform, hvor forskellige input er indarbejdet og konkretiseret i forskellige versioner af visionen, som så har været præsenteret i forskellige sammenhænge. På den måde er visionen løbende blevet justeret og tilpasset udviklingen i arbejdet med at realisere de enkelte delprojekter.

Version 2, som blev præsenteret på Energiugen i november 2008, udbygger, med reference til forretningsplanen (COWI 2008), dels en konkretisering af energibehov og afgræsning og dels en række analyser af konsekvenserne af at vælge forskellige produktionsanlæg og sammensætninger. Ift. version 1 er beskrivelsen af de eksisterende anlæg samt mulige nye anlæg konkretiseret og uddybet betydeligt. Desuden er der tilføjet analyser af udveksling (import/eksport) af el med omverdenen. Et af fokusområderne i version 2 er analyser af konsekvenser og muligheder for at etablere et geotermianlæg. I den forbindelse blev energisystemanalysemodellen EnergyPLAN udvidet med en model af geotermi i kombination med dampudtag fra et affaldsfyret kraftvarmeværk med tilknyttet damplager.

I version 2 var en af hovedkomponenterne etablering af et nyt affaldsbaseret kraftvarmeværk, mens version 3 (September 2009) har fokus på konsekvenserne af at videreføre det eksisterende affaldskraftvarmeværk i stedet for at bygge et nyt. Desuden blev der i version 3 tilføjet el- og varmebesparelser.

Denne version 4 bygger på en gennemgang af visionens enkelte delprojekter og relevante justeringer af projektet foretaget af styregruppen for Energibyen Frederikshavn sammen med energibyens sekretariat. Desuden er datagrundlaget for vurderingen af varmebehov og potentialer for omlægning til fjernvarme kvalificeret yderligere gennem notatet *Energibyen Frederikshavn – Potentiale for varmebesparelser og udvidelse af fjernvarmeområder*, Möller & Sperling, AAU, 2010. Endelig er energisystemanalyseværktøjet udvidet, så der nu også kan foretages analyser af udvekslingen med gas på samme måde som med el.

På den baggrund repræsenterer version 4 en opdateret vision for det tekniske energisystem i Frederikshavn anno 2015 baseret 100% på vedvarende energi.

Definitioner og kriterier for målopfyldelse

Beskrivelsen af visionen bygger på følgende definitioner og kriterier:

Definition af vedvarende energi

Ved vedvarende energi (VE) forstås såvel sol- og vind- som biomasseressourcer. Desuden betragtes affald også som vedvarende energi.

Når graden af vedvarende energi udregnes, omsættes eventuel import og eksport af elektricitet til det brændselsforbrug, det ville have givet anledning til på et kraftværk med en elvirkningsgrad på 40%. Samme faktor er anvendt ved behandling af elektricitet fra vindmøller, når disse sammenlignes med brændsel og solvarme.

Ved udregning af VE-procenten omregnes vindkraft til den produktion, vindkraften ville have haft i et normalt år.

Udbygningsfaser

I de første versioner blev energiforbruget i ”den nuværende forsyning” opgjort for år 2007, hvor VE-andelen blev udregnet til ca. 17% (i senere versioner justeret til 20%). Med dette udgangspunkt har visionen opereret med 3 faser:

- Fase 1: Første skridt frem til 2009/2010 (VE-andel øges til ca. 40%)
- Fase 2: Omstilling til 100% VE i 2015 (primært med vind, biomasse og affald)
- Fase 3: Videreomstilling til 100% VE på en måde, så det kan lade sig gøre at omstille til 100% VE i hele Danmark.

Forskellen mellem fase 2 og 3 er, at det i fase 2 muligvis vil være nødvendigt at anvende mere biomasse, end det, der svarer til Frederikshavns befolkningsmæssige andel af den samlede danske ressource. Desuden vil det muligvis være nødvendigt at udveksle eksempelvis biobenzin eller biogas. Der vil blive produceret en tilstrækkelig mængde biogas/biobenzin og/eller el til at dække transportbehovet i Frederikshavn, men ikke alle biler forventes at blive omstillet til biobenzin, ligesom det ikke forventes at være muligt i alle tilfælde at tanke biobenzin, når biler fra Frederikshavn befinder sig i andre dele af landet. Endelig vil der muligvis være behov for i visse timer at udveksle el med omgivelserne. Igen sikres det, at nettoudvekslingen på årsplan er nul.

I Fase 3 derimod skal systemet indrettes på en sådan måde, at det dels ikke udnytter flere energimæssige ressourcer, end hvad der forholdsmæssigt tilfalder Frederikshavn, og dels kun udveksles el, varme og brændsler med resten af Danmark på en måde, så det kan indpasses i en 100% VE-strategi for hele Danmarks energiforsyning.

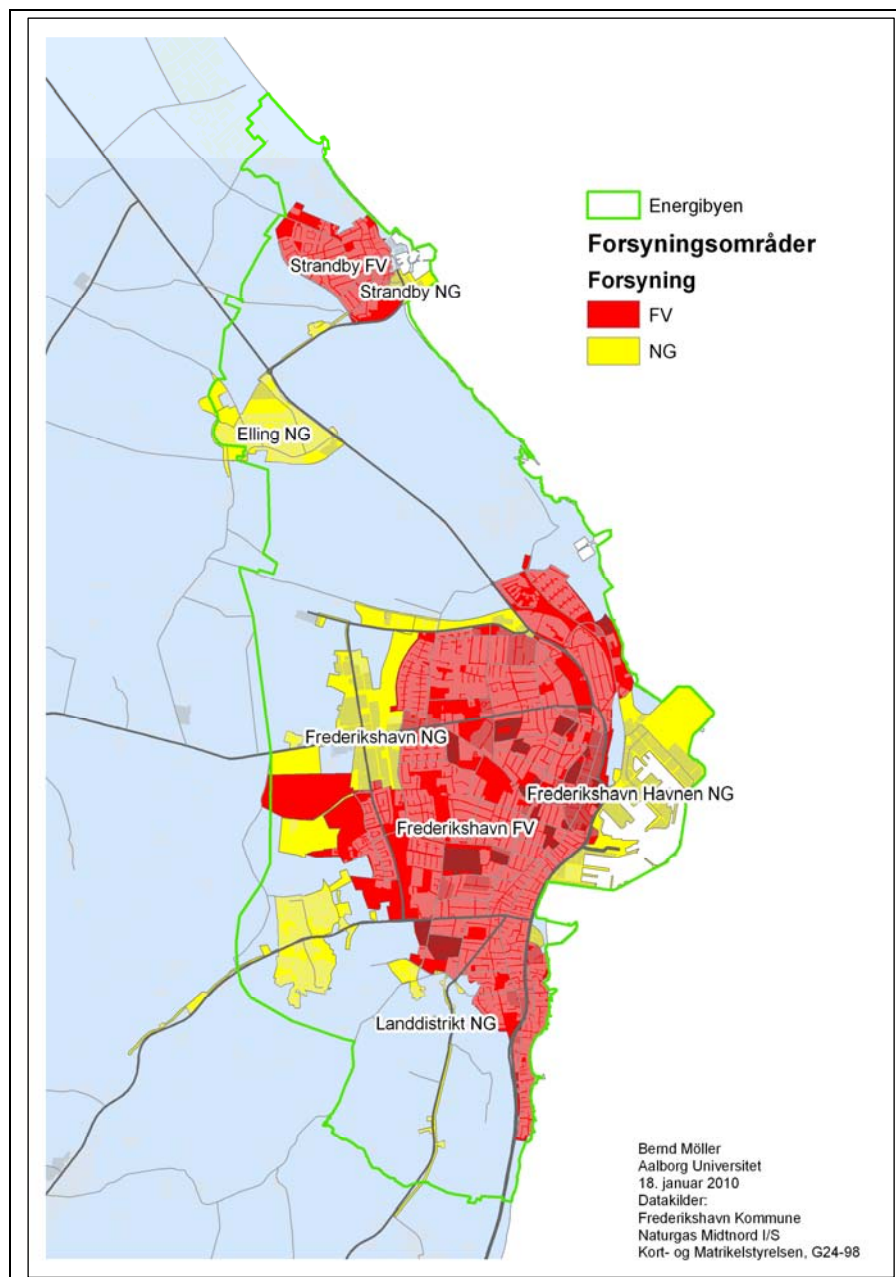
Kriterier for målopfyldelse

Målet om at omstille Energiby Frederikshavn til 100% vedvarende energi defineres som opfyldt, når der er etableret vedvarende energianlæg nok til, at den årlige el-, varme- og gasproduktionen i et normalt år vil kunne 1) dække forbruget af el og fjernvarme inden for området samt 2) modsvare forbruget til transport og individuel opvarmning, når transportsektoren omstilles til køretøjer baseret udelukkende på el og biobrændsler.

Mht. transporten og den individuelle varmforsyning er kriteriet således ikke, at alle køretøjer og oliefyr er udskiftede, men derimod, at der er vedvarende energi nok til rådighed til at dække disse forbrug. I den forbindelse indregnes konverteringstab ved omformning af el og biogas til eksempelvis metanol eller andre former for brændstoffer. Konkret betyder det også, at eksporten af el fra vindkraft vil kunne modsvare importen af benzin og gas.

Afgrænsning af energibyen

Afgrænsningen af energibyen er beskrevet i forretningsplanen (COWI 2008) og er vist på nedenstående kort sammen med den nuværende varmforsyning opdelt på hhv. fjernvarme og naturgas.



Figur 1: Energiby Frederikshavn med angivelse af nuværende forsyning med naturgas og fjernvarme.

Reference: Nuværende energiforbrug og forsyning (2007)

Som reference er anvendt år 2007, dog klimakorrigeret til normalår hvad angår varmebehov og vindkraftproduktion. Usikkerheden på opgørelsen i kombination med den korte tidshorisont samt det faktum, at der ikke har været registreret nogen egentlig vækst i energiforbruget i de seneste år, har gjort, at der ikke er indregnet nogen ændring i energiforbruget frem til målåret 2015.

Energibehov

Energiforbruget består af følgende:

- Et **elforbrug**, som af Frederikshavns Forsyning er opgjort til 164 GWh.
- Et **fjernvarmeforbrug** fordelt på Frederikshavn og Strandby. I Frederikshavn er forbruget i 2007 opgjort af Frederikshavn Forsyningsvirk til 175 GWh an forbruger. For Strandby var forbruget i 2007 iflg. driftsleder Flemming Sørensen ca. 15 GWh an forbruger. Omregnet til et normalt år, svarer dette til 200 GWh for Frederikshavn og 17 GWh for Strandby.
- Et **transportbehov** som i forretningsplanen af Poul Sørensen, COWI, er opgjort til 165 GWh brændsel.
- Et **nettovarmeforbrug til opvarmning af boliger** uden for fjernvarmeområdet men inden for projektområdet opgjort i varmeatlasset til 78 GWh, svarende til et brændselsforbrug på 89 GWh, hvoraf 8 GWh er elvarme (omfattet af elforbrug).
- Et **nettoforbrug til industri** opgjort til 23 GWh lavtemperaturvarme plus 4 GWh procesvarme (højtemperatur), svarende til et brændselsforbrug på 31 GWh

I forbindelse med arbejdet med de forskellige tidligere versioner er der løbende foretaget en række justeringer af energibehovet. F.eks. er der fra version 1 til 2 foretaget en opdatering iht. den ændrede systemafgrænsning beskrevet i forretningsplanen for Energibyen. Desuden er der foretaget en nærmere opgørelse af industri og transport, som tidligere var baseret på generelle tal for hele Danmark. I denne version 4 er den væsentligste ændring, at varmeatlasset har muliggjort en mere nøjagtig opgørelse af varmebehovene. Tabel 1 viser en sammenligning mellem de forskellige versioner.

Tabel 1: Energiforbrug i de enkelte versioner af energiscenariet.

GWh/år	Version 1	Version 2/3	Version 4	Bemærkninger til vers. 4
Elbehov	154	164	164	Opdateret af Erik Hall
Transport	205	165	165	-
Fjernvarmebehov (Frederikshavn)	180	175	200	Klimakorrigeret ift. Normalår
Fjernvarmebehov (Strandby)	-	15	17	Klimakorrigeret ift. Normalår
Individuel opvarmning	50	37* (28**)	78	Boliger/Sommerhuse + Handel/Service
Industri	200	36* (28**)	23	Industri (inkl. Flådestationen)
Nettovarmebehov total	430	246	318	-

*Brændselsbehov; ** Nettovarmebehov

Nettoopvarmningsbehovet i Energibyen Frederikshavn er beregnet ved hjælp af et varmeetlas (Möller og Sperling 2010), hvor varmebehovet opgøres på bygningsniveau. I varmeetlasset er der bl.a. også taget højde for oplysninger fra Naturgas Midtnord (nu HMN Naturgas I/S), som beskriver forbruget af naturgas i Energibyen. Dette har, især for individuelt opvarmede bygninger, resulteret i en mere nøjagtig opgørelse, end tidligere anvendt i versionerne 1-3 af scenarieplanen. Dette betyder, at det ikke-fjernvarmebaserede varmebehov kan opgøres til 101 GWh. Fjernvarmebehovet er også lettere opjusteret i forhold til tidligere versioner, da der er tale om et klimakorrigeret varmebehov ifølge varmeetlasset. Det samlede varmebehov er således 318 GWh, hvilket er ca. 23 % højere end de 246 GWh, som er anvendt i de tidligere versioner. Tallene for elbehov og brændselsbehov til transport er uændrede i forhold til tidligere versioner.

Private husstande uden fjernvarmeforsyning tegner sig for et nettovarmebehov på 78 GWh/år og et brændselsforbrug på 89 GWh, som i hht. varmeetlasset er fordelt på 13 GWh/år brænde og halm, 36 GWh/år olie, 32 GWh/år naturgas samt 8 GWh elvarme eller el til varmepumper.

Industrikunder tegner sig for et nettovarmebehov på 23 GWh/år plus procesvarme på 4 GWh/år svarende til 5 GWh olie og 26 GWh naturgas.

Energiproduktion

El og varme blev i 2007 produceret på følgende måde:

Affaldskraftvarmeværket producerede brutto 20,3 GWh el og 79,4 GWh varme. Pga. værkets egetforbrug af el var nettoproduktionen dog kun 16,7 GWh el og 79,3 GWh varme. Til denne produktion blev der anvendt 36.148 tons affald. DONG har på baggrund af informationer om værkets virkningsgrader udregnet den gennemsnitlige brændværdi af dette affald til 11,2 GJ/ton, svarende til et samlet årligt affaldsforbrug på 112,5 GWh. Virkningsgraderne er hermed: el: 18%, varme: 70%, total: 88%. Med fradrag for anlæggets egetforbrug kan nettoelvirkningsgraden opgøres til ca. 15%.

Gasturbinekraftvarmeværket producerede 48,6 GWh el og 95,1 GWh varme. Elvirkningsgraden var 28,83% og varmevirkningsgraden 55,81%, svarende til et naturgasforbrug på 169 GWh. Spidslastkedlerne producerede tilsammen 47,4 GWh varme med en virkningsgrad på 93,18%, svarende til et naturgasforbrug på 50,9 GWh.

I alt blev der i Frederikshavn Forsyning produceret 222 GWh fjernvarme, hvilket sammenholdt med et salg på 175 GWh giver et nettab på 47 GWh, svarende til knap 27%.

I Strandby blev der i sæson 2006/2007 produceret 11,0 GWh el og 12,8 varme på kraftvarmemotoren i kombination med 7,4 GWh varme på kedlen. Motoren anvendte 25,8 GWh og kedlen 7,8 GWh naturgas.

I området er der 10,6 MW vindkraft, som på baggrund af tallene for 2006 må forventes at have en elproduktion på 34 GWh i et normalt vindår. I 2007 var produktionen 27 GWh.

Resten af elproduktionen forudsættes produceret uden for området på et kulkraftværk med en elvirkningsgrad på 40%, svarende til den gennemsnitlige virkningsgrad på dansk kondensproduktion.

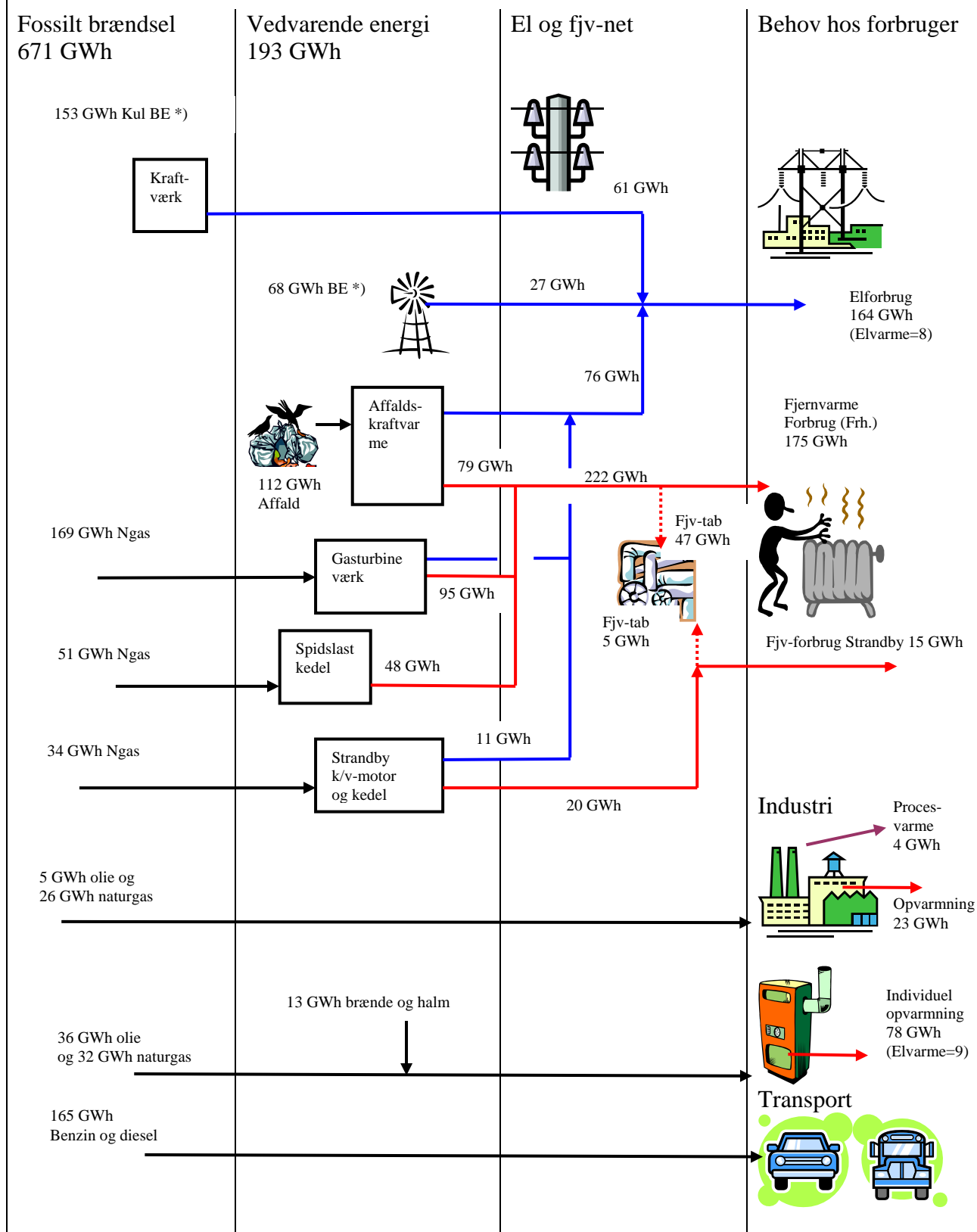
Det faktiske energisystem i 2007 er vist i Figur 1.

På baggrund af tallene for 2007 er der defineret et referencesystem, som vist i Figur 2. Her er energiforsyningen omregnet til et normalt år, hvad angår varmebehov og vindkraftproduktion. Varmebehovet an forbruger er således 200 GWh i Frederikshavn og 17 GWh i Strandby med hhv. 175 GWh og 15 GWh i 2007.

For at dække varmebehovet i referencesystemet, er produktionen øget på gasfyrede kedler og kraftvarmeværker.

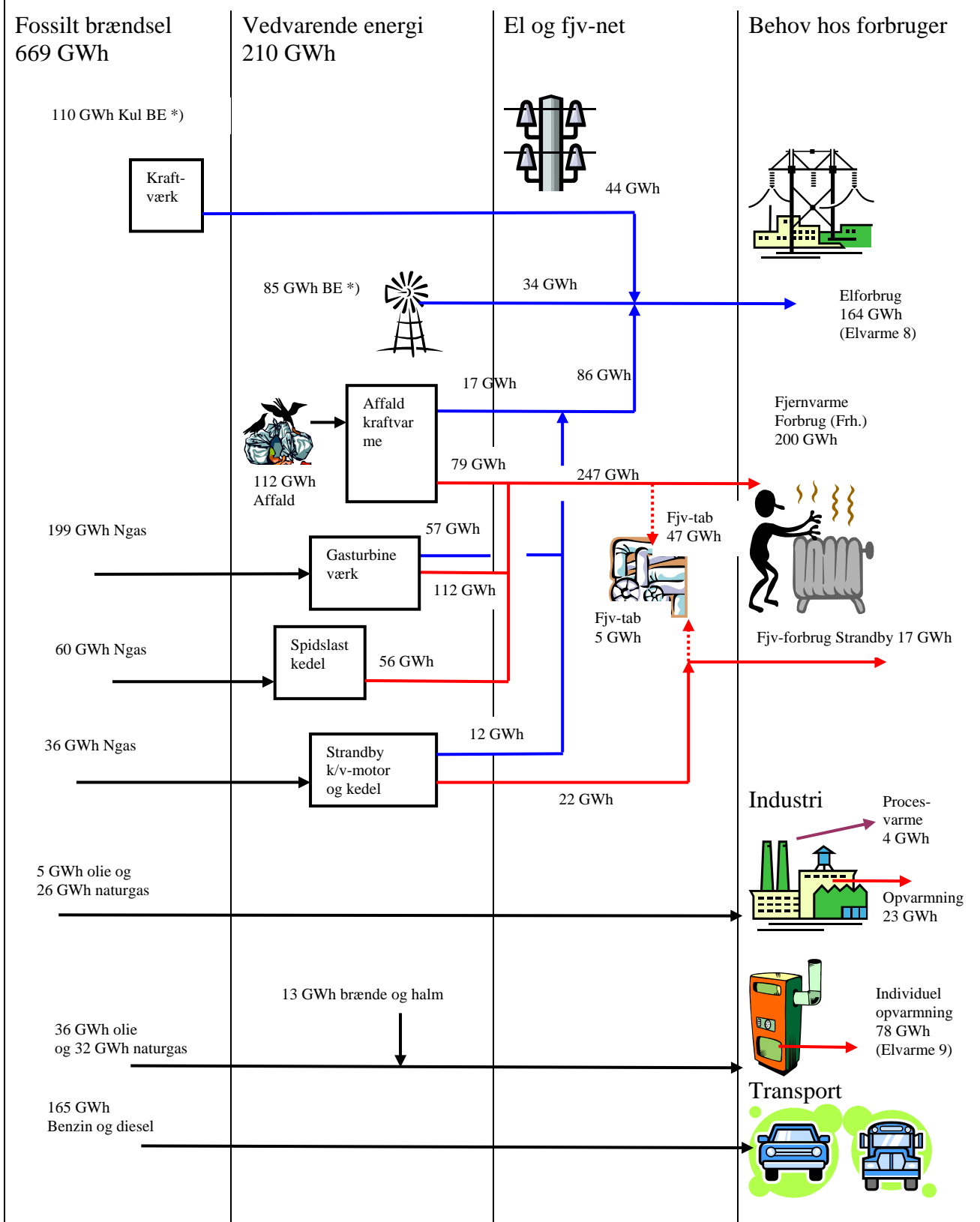
Som det ses, er VE-procenten udregnet til 22% i 2007 og 24% i referencen. Det lidt større varmebehov i referencen trækker VE-andelen ned, men det modsvares af den højere vindkraftproduktion samt af en øget kraftvarmeproduktion.

Figur 1: Frederikshavn 2007 (22% VE)



*) Elektricitet måles i det brændselsforbrug, det giver anledning til, på et kraftværk med en virkningsgrad på 40%.

Figur 2: Frederikshavn Reference (24% VE)



*) Elektricitet måles i det brændselsforbrug, det giver anledning til, på et kraftværk med en virkningsgrad på 40%.

Status på første skridt år 2009/2010

I de tidligere versioner var det målet at hæve VE-andelen fra de nuværende ca. 20% til ca. 40% i år 2009/2010 ved gennemførelsen af følgende fire projekter:

- Anlæggelse af ca. 12 MW vindkraft med en forventet produktion i et normalt år på 39 GWh. Investering: 170 mio.kr.
- Anlæggelse af 8000 m² solvarme, 1500 m³ varmelager samt absorptionsvarmepumpe i forbindelse med Strandby Kraftvarmeværk med en produktion på 3730 MWh svarende til 25% af forbruget af forbruger i Strandby. Investering 16 millioner kr. Absorptionsvarmepumpen forventes at hæve totalvirkningsgraden på kraftvarmeværket fra de nuværende 93/95% til 98%.
- Anlæggelse af biogas i Skagen med udtag til transport i Frederikshavn: 7 GWh biogas erstatter 7 GWh benzin til transport eller en tilsvarende mængde naturgas i kraftvarmeværket: Investering 15 mio.kr.
- Etablering af varmepumpe på spildevand fra spildevand, forventet elforbrug ca. 2 GWh og varmeproduktion ca. 6 GWh/år. Investering: 5 mio.kr.



Status på gennemførelsen af disse projekter er april 2011 følgende:

- DONG har efter gennemført planlægningsarbejde fået godkendelse til at opstille 6 havvindmøller i perioden 2011-2015.
- Anlæggelse af solvarme og absorptionsvarmepumpe er færdiggjort.
- Biogasanlæg i Skagen til brug i transport er sat i bero på grund af afgiftsforhold i forbindelse med anvendelsen af naturgasnettet til transport af biogassen til Frederikshavn. Projektet Bio-Trans med omdrejningspunkt i busser på biogas er også sat i bero, da det ikke var muligt at sikre udgiftsneutralitet for de deltagende parter.
- Varmepumpe på spildevand er etableret og indkørt. Pt. har varmepumpen produceret ca. 1000 GWh varme og anvendt ca. 330 MWh el. Dvs. varmepumpen har kørt med en COP² på ca. 3.

Yderligere er følgende projekter gennemført:

- Der er opsat et solfangeranlæg på rådhuset, som er tilknyttet fjernvarmesystemet. Siden opætningen i 2010 har anlægget produceret ca. 110 MWh varme og vurderingen er, at produktionen bør ligge på ca. 200 MWh pr. år.

² Coefficient of performance; forholdet mellem elforbrug og varmeproduktion i en varmepumpe.

- Der er etableret solceller på Rådhuset i Frederikshavn samt på Knivholt Hovedgaard med en samlet effekt på 22.78 kW.
- Der er lavet fjernvarme- og elbesparelser på 3-4 GWh/år med hovedvægten på fjernvarme. Heraf stammer de største besparelser fra renovering af fjernvarmeledninger samt styring af fremløbstemperatur vha. af programmet TERMIS. Fremadrettet forventes yderligere 1-2 GWh besparelser implementeret hvert år.

Derudover er der mht. energirenovering og energibesparelser i 2011 igangsat en række initiativer:

- Etablering af energirenoveringsnetværk af håndværkere, der har været igennem et obligatorisk kompetenceudviklingsforløb inden for energirenovering med hjemmesiden www.energioproffer.dk
- Energibyen har sammen med forsyningen ansat en energirådgiver
- Energibyen laver i samspil med samtlige pengeinstitutter en kampagne om energirenovering
- Energibyen laver energirenoveringsinformationsmøder i landsbyer og udvalgte energirenoveringsmodne byområder i Skagen, Sæby og Frederikshavn.
- Der samarbejdes med foreningslivet om energibesparelser i foreningernes huse og idrætsanlæg.

Komponenter i et 100% VE-scenario 2015

Der er sammensat en 100% VE-forsyning ud fra følgende omlægninger.

Omlægning af transporten

Som nævnt i indledningen, er det ikke en del af målopfyldelseskriteriet, at alle køretøjer er udskiftet, men derimod, at der er vedvarende energi nok til rådighed til at dække transporten, når den omstilles. Det er dog en del af projektet at demonstrere så mange relevante transportteknologier og løsninger som muligt. I den forbindelse er der taget udgangspunkt i følgende scenario for mulig omlægning af transportsektoren.

Transport tænkes omlagt til en kombination af el, biogas, metanol og brint. Det bærende princip er at basere så meget transport som muligt på el, som er den mest brændselseffektive form. Omlægning til el begrænses imidlertid af manglen på elbilteknologier med en passende rækkevidde og økonomi i batterierne. Derfor suppleres omlægningen til el dels af biogas og dels af metanol og/eller brint, hvor de to sidstnævnte kan bruges i hybridbiler med batterier og brændselsceller. Desuden er noget af brændselsforbruget diesel på lastbiler og busser. Der kan eventuelt også blive tale om DME³.

Det vigtige perspektiv i løsningen er, at den gør det muligt at erstatte dele af bilparken med elbiler og/eller elbiler i kombination med brændselscellehybridbiler baseret på brint eller metanol med onboard reforming til højtemperatur-PEM⁴-celler. Hywett vil blive efterfulgt af denne biltype. Den nuværende Hywett kan køre 80 km på batteri og yderligere 80 km på brint. I en videreudvikling vil brinttanken kunne erstattes af metanol i kombination med onboard reforming. Herved vil aktionsradius kunne øges.

Ovennævnte kombination af el, biogas, metanol og brint er også valgt ud fra det kriterium, at den skaber fleksibilitet. Alt efter hvordan de enkelte teknologier viser sig at kunne indgå, vil der kunne rykkes på forholdet i mellem dem.

I første omgang er der konkret regnet på følgende:

- Det nuværende forbrug af benzin til knallerter og motorcykler (4 GWh) samt forbrug af diesel til varebiler og busser (25 GWh) omlægges til biogas, metanol eller brint i forholdet 1:1 (Omlægning via forbrændingsmotorer vil mindske effektiviteten, mens omlægning via brændselsceller vil øge effektiviteten). Dog planlægges enkelte busser og/eller lastbiler drevet af brint i brændselsceller. I alt erstattes 29 GWh benzin/diesel med 27 GWh biogas/metanol/brint.
- Små 10% af bilerne (10 GWh) omlægges til biogas i forholdet 1:1.
- 60% af resten af bilernes benzin/dieselforbrug omlægges til el, enten i elbiler eller i eldrift, ved anvendelsen af brændselscellehybridbiler. El øger virkningsgraden med en faktor 3 (1 kWh el erstatter 3 kWh benzin/diesel). Denne del

³ Dimethylether; et luftformigt syntetisk brændstof der kan produceres ud fra såvel fossile som vedvarende energikilder

⁴ Proton Exchange Membrane; PEM brændselsceller er den mest almindelige form for brændselsceller.

repræsenterer kørsel under 50 km. I alt omlægges 75 GWh benzin/diesel til 25 GWh el.

- Af de resterende 40% af benzin/dieselforbruget omlægges halvdelen til brændselscelledrift i hybridbiler. Brændselsceller øger virkningsgraden med en faktor 2 (1 kWh Methanol/DME erstatter 2 kWh benzin/diesel). Og den anden halvdel omlægges til biogas mv. i plug-in biler i forholdet 1:1. Denne del repræsenterer kørselsbehov over 50 km. I alt omlægges 51 GWh benzin/diesel til 34 GWh biogas/metanol/brint.

Under ovennævnte forudsætninger vil transportbehovet i Frederikshavn Energiby kunne dækkes med eksempelvis 10 GWh biogas, 25 GWh el og 61 GWh metanol pr. år. Sammensætningen vil skulle justeres løbende, alt efter hvilke køretøjer, det vil være muligt at implementere.

El- og varmebesparelser

Som en del af planen gennemføres varme- og elbesparelser og samtidig tænkes store dele af den individuelle forsyning med olie og gas omlagt til fjernvarme. Da disse to tiltag har betydelig indflydelse på hinanden, er de analyseret i sammenhæng, som det fremgår af det følgende.

Ifølge varmeatlasset kan varmebesparelserne opgøres på bygningsniveau (Möller & Sperling, 2010). Dette resulterer i et scenario, hvor der regnes med en reduktion på gennemsnitlig 20 % af bygningernes nettovarmebehov frem til 2015. Hertil kommer, at der i Fjernvarmeforsyningen planlægges en reduktion af nettabet med 1 % pr. år, hvilket resulterer i en 5 % reduktion fra 2010 til 2015. Denne reduktion trækkes fra værkernes varmeproduktion i modelleringen af energisystemet. Besparelsernes indflydelse på varmebehovet samt fjernvarmepotentialet er vist i nedenstående tabel.

Tabel 2: Fordeling af nettovarmebehovet i forskellige scenarier for omlægning til fjernvarme og reduktion af nettovarmebehovet

GWh/år	1) Ref.2008	2) Kun varmebesp.	3) Kun Fjv fortætning	4) Kun Fjv fortætning + omlægning af NG områder	5) Fjv fortætning + varmebesp.	6) Varmebes. + Fjv fortætning + Fjv omlægning
Fjvbehov (Fhavn)	200	159	232	262	185	209
Fjvbehov (Strandby)	17	14	20	30	16	25
Indiv. opvarmning	78	62	50	20	40	15
Industri (inkl. Flådestationen)	23	20	16	6	14	6
Sum	318	255	318	318	255	255

I tabellen er vist et scenario med varmebesparelser uden ny fjernvarmetilslutning (2); et scenario hvor fjernvarmen kun udvides inden for Fjernvarmeforsyningens og Strandbys eksisterende fjernvarmeområder (3); et scenario med udvidelse af fjernvarme både inden for og uden for de eksisterende fjernvarmeområder (4); et scenario hvor varmebesparelser kombineres med udvidelse af fjernvarme inden for eksisterende fjernvarmeområder (5) og et scenario hvor besparelserne kombineres med en maksimal udbygning af fjernvarmen i Energibyen Frederikshavn (6).

Som det fremgår af varmealasset, ligger de samlede omkostninger til nedbringelsen af bygningernes nettovarmebehov med 20 % i størrelsesorden 220 mil. kr. Her er der tale om ekstraomkostninger forbundet med en forbedring af bygningernes energistandard i forbindelse med en almindelig bygningsrenovering. Dette betyder, at de totale renoveringsomkostninger inklusive energibesparende foranstaltninger vil beløbe sig til omkring 1,22 milliarder kr. Beløbet skal dog sammenholdes med de totale omkostninger for en almindelig renovering af hele bygningsmassen, som i forvejen ville udgøre omkring 1 mia. kr.

Derudover regnes der med en reduktion af elforbruget på 15 % frem til 2015 i Energibyen Frederikshavn, således at det samlede elforbrug forventes reduceret fra 164 GWh til 140 GWh i 2015. Omkostningerne forbundet med denne reduktion er vurderet på basis af IDA's Klimaplan 2050. Der er investeringsomkostningerne for husholdninger opgjort med 4 mia. kr. per sparet TWh/år, og 1,5 mia. kr./TWh/år ift. elbesparelser i industrien. Dette resulterer i samlede investeringsomkostninger på 67 mil. kr.

Alt i alt er investeringsomkostningerne for energibesparelser i Energibyen Frederikshavn dermed vurderet til 287 mil. kr.

Omlægning til fjernvarme

Potentialet for udbygning af fjernvarme er beskrevet i varmealasset. Det fremgår heraf, at 75 GWh af det nuværende nettovarmebehov kan lægges om til fjernvarme, hvoraf individuelt opvarmede bygninger udgør 58 GWh og industrien 17 GWh. Dette betyder, at fjernvarmeandelen vil kunne øges til 292 GWh. Ved gennemførelse af 20 % besparelser på bygningernes nettoopvarmningsbehov, svarer dette til en tilslutningsgrad på 234 GWh ud af et samlet nettoopvarmningsbehov på 255 GWh, eller 92%, jf. Tabel 3.

Tabel 3: Potentiale for omlægning til fjernvarme, delt op i individuel opvarmning og opvarmning i industrien. Der anvendes den samme scenarioopdeling som i tabel 2, og tabellen viser både potentialet og det ikke-omlagte nettoopvarmningsbehov.

GWh/år	1) Ref.2008	2) Kun varmebsp.	3) Kun Fjv fortætning	4) Kun Fjv fortætning + omlægning af NG områder	5) Fjv fortætning + varmebsp.	6) Varmebesp. + Fjv fortætning + Fjv omlægning
Individuel opvarmning (ikke tilsluttet)	78	62	50	20	40	15
Industri (inkl. Flådestationen) (ikke tilsluttet)	23	20	16	6	14	6
Individuel opvarmning (tilsluttet opvarmningsbehov)	0	0	28	58	22	47
Industri (inkl. Flådestationen) (tilsluttet opvarmningsbehov)	0	0	7	17	6	14
Sum	101	82	101	101	82	82

På baggrund af ovenstående er der regnet med, at fjernvarmebehovet i 2015 bliver i alt 234 GWh mod et nuværende behov på 200 GWh i Frederikshavn og 17 GWh i Strandby, samt

at resterende varmebehov reduceres til 15 GWh i individuelle boliger og 6 GWh i industrien (primært procesvarme). De individuelle boliger regnes forsynet med varmepumper med en COP på 2,5 suppleret med solvarme til brugsvand, hvilket resulterer i et solvarmebidrag på 3 GWh og et elforbrug på 5 GWh, mens industriens procesvarmebehov baseres på biomasse i en kedel med en virkningsgrad på ca. 85%, dvs. et biomasseforbrug på 7 GWh.

De samlede omkostninger til omlægning til fjernvarme er beregnet til 163 mil. kr. ud fra det nuværende varmebehov. Efter gennemførelse af varmebesparelser er omlægningsomkostningerne 149 millioner kr. Af de samlede omkostninger er 65 millioner kr relateret til fortætning inden for eksisterende fjernvarmeområder (59 mil. kr. efter varmebesparelser). Modelberegningerne bygger på gennemsnitlige tilslutningsomkostninger, som opgjort af Rambøll i forbindelse med Varmeplan Danmark.



I forhold til dette er der god overensstemmelse, når Frederikshavn Forsynings faktiske omkostninger⁵ anvendes: når alle ikke-tilsluttede bygninger inden for Fjernvarmeforsynings områder lægges om til fjernvarme, vil omkostningerne være i størrelsesorden 67 mil. kr. (64 mil. kr. efter besparelser). Når det gælder konvertering af naturgasområderne til fjernvarme, er der mindre god sammenlignelighed, fordi omkostningerne til etablering af nye gadenet i Frederikshavn ikke er blevet analyseret i forhold til Fjernvarmeforsynings faktiske omkostninger.

Til de ovennævnte samlede omkostninger skal der yderligere påregnes omkostninger forbundet med etableringen af en transmissionsledning til Elling, som, afhængigt af det konkrete scenario, kommer til at ligge mellem ca. 6 og 25 mio. kr. (se tabel 4). Dette betyder f.eks., at de laveste investeringsomkostninger vil være forbundet med en transmissionsledning fra Strandby til Elling, hvor fjernvarmen leveres fra Strandby Varmeværk. Den dyreste løsning vil formentlig være en transmissionsledning fra Frederikshavn over Elling til Strandby, hvor både Elling og Strandby forsynes med fjernvarme fra Frederikshavn.

⁵ Omfatter kun omkostninger til etablering af stikledning og gadenet, ifølge Kim Arp. Omkostninger til etablering af de tilsvarende bygningsinstallationer er hentet i Rambølls omkostningsmodel for Varmeplan Danmark.

Tabel 4: Oversigt over antagelser vedrørende nettab og investering i transmissionsledninger ved forskellige tilslutningsscenarier for Elling-området. Tallene er estimeret på basis af data fra Aalborg Fjernvarmeforsyning.

Afsnit	Længde	Varmeydelse [TJ/år]	Nettab [%]	Investering [1000 kr.]
Strandby-Elling	2km	50	2	5.800
Frederikshavn-Elling	4km	50	3,5	11.500
Frederikshavn- Strandby (inkl. Elling)	6km	50	5	17.000
Frederikshavn- Strandby (inkl. Elling og Strandby)	6km	100	5	25.000

Affaldsbaseret kraftvarmeværk

To muligheder for affaldsbaseret kraftvarmeanlæg har været analyseret. Den ene mulighed er at fortsætte med det nuværende anlæg, og den anden er at opføre et nyt og større anlæg.

Et nyt og større anlæg vil kunne afbrænde hele kommunens affaldsmængde, som, inklusiv den andel, der p.t. afbrændes på Skagen Affaldsforbrænding, er opgjort til forventet 185 GWh/år. For at undgå, at sommerproduktionen overstiger fjernvarmebehovet, anbefales det at bygge et anlæg med en høj elvirkningsgrad.

Desuden anbefales det at forberede anlægget til udtag af damp til eventuel geotermi og/eller elektrolyse.

Herudover anbefales det at udvide fjernvarmeområdet samt varmeforsyne et kommende



biogasanlæg, jf. betragtningerne herunder. Konkret har der i version 2 været regnet på følgende anlæg:

- 185 GWh affald afbrændes i 2015 på et anlæg med en elvirkningsgrad på 26% (brutto) og en varmekvirkningsgrad på 64%. Efter fradrag af eget elforbrug, er der regnet med en nettoelvirkningsgrad på 23%, svarende til en elproduktion på 43 GWh og en varmeproduktion på 118 GWh.
- Anlægsprisen er ca. 500 mio.kr.

I første omgang er det imidlertid besluttet at bevare det nuværende anlæg, idet der samtidigt fremover forventes tilført en affaldsmængde svarende til det nuværende, dvs. affaldskraftvarmeværket forventes at producere brutto 20,3 GWh el og 79,4 GWh varme. Pga. værkets egetforbrug af el var nettoproduktionen dog kun 16,7 GWh el og 79,3 GWh varme. Til denne produktion forventes anvendt 36.148 tons affald med en gennemsnitlig brændværdi på 11,2 GJ/ton, svarende til 112,5 GWh. Dette svarer til følgende virkningsgrader: el=18%, varme=70%, total=88%. Nettoelvirkningsgraden kan opgøres til ca. 15%.

Af hensyn til fleksibiliteten planlægges det dog at udnytte, at anlægget kan drives på 110% af sin kapacitet, således at det planlægges at køre på 80% last i de tre sommermåneder (medio maj til medio september) og 110% i resten af året.

Nyt stort biogasanlæg

Til at erstatte det nuværende naturgasforbrug i kraftvarmeværkerne og til produktion af brændstof til transport har det været undersøgt at opføre et nyt biogasanlæg. Af hensyn til nyttiggørelsen af overskudsvarme fra et eventuelt nyt affaldsforbrændingsanlæg har det i de tidligere versioner været anbefalet, at biogasanlægget placeres, så det kan forsynes fra fjernvarmenettet, for derved også at spare den andel af biogas, der alternativt ville skulle anvendes som procesvarme. I tidligere versioner har der været regnet på et biogasanlæg med ca. 23 mio.m³ biogas om året (525.000 tons/år), som vil have en biogasproduktion på 150 GWh/år, et varmebehov på 28 GWh/år og et elforbrug på 5 GWh/år. Elforbrug og biogasproduktion kan regnes konstant over året. Varmebehovet er bestemt af gyllens temperatur, som skønsmæssigt kan sættes til 15°C om sommeren og 8°C om vinteren. Fra denne temperatur skal gyllen varmes op til 55°C. På den baggrund er der lavet en årsfordeling af opvarmningsbehovet, hvor vintermånederne har et opvarmningsbehov ift. sommermånederne svarende til forholdet 47/40. Dvs. et gennemsnitligt opvarmningsbehov på 3,19 MW fordeles med 2,94 om sommeren og 3,45 om vinteren. Konkret er der tidligere regnet på følgende anlæg:



- Årlig produktion af 150 GWh gas samt et varmeforbrug på 28 GWh og et elforbrug på 5 GWh.
- Anlægspris = 150 mio.kr.

Afhængigt af hvilket scenario, der har været regnet på, er der taget udgangspunkt i forskellige størrelser af biogasanlæg, og der er gennemført en forundersøgelse, som blandt andet har regnet på et biogasanlæg placeret uden for fjernvarmeområdet med følgende data:

- 24 mio. m³ metan svarende til en biogasproduktion på 240 GWh/år.

- 16 mio. m³ metan opgraderes 15,7 mio. m³ til naturgaskvalitet, svarende til 157 GWh/år. (Der tilsættes "fossilt gas" svarende til 10%, så den samlede brændværdi udgør 173 GWh/år, men heraf stammer kun 157 GWh/år fra biogas)
- 8 mio. m³ svarende til 80 GWh omsættes i tre kraftvarmemotoranlæg til 42 GWh varme, som dækker egetforbruget og 33 GWh el.
- Værket har et egetforbrug af el på 10 GWh, hvorefter der bliver en netto-produktion på 23 GWh til el-nettet.

Samme anlæg findes også i en udgave, hvor opvarmningen af anlægget foretages af et halmfyr med en virkningsgrad på 80%. Dette anlæg har følgende hovedtal:

- 24 mio. m³ metan svarende til en biogasproduktion på 240 GWh/år.
- 24 mio. m³ metan opgraderer 23,73 mio. m³ CH₄ til naturgaskvalitet svarende til 237,3 GWh/år.
- Egetforbrug til opvarmning af reaktorer samt gasrensning er 43,48 GWh/år, som forsynes fra en halmkedel med et forbrug på 54,35 GWh/år.
- Egetforbrug af el er 14,25 GWh/år.

Det er besluttet at arbejde videre med et anlæg, der producerer 15 mio. m³ metan placeret uden for fjernvarmeområdet. Pt. foreligger der ikke konkrete data for dette anlæg. Derfor er det valgt at regne på ovennævnte data skaleret ned fra 24 til 15 mio. m³. Det skal dog efterregnes, idet energiomsætningen er meget afhængig af sammensætningen mellem gylle og energiafgrøder:

- Biogasproduktion = 150 GWh/år
- Leverance til naturgasnettet: 98 GWh/år
- Netto-input til elnettet: 14 GWh/år

Samme anlæg i udgaven med halmfyr:

- Biogasproduktion = 150 GWh/år
- Leverance til naturgasnettet: 148 GWh/år
- Varmeforbrug = 27 GWh/år dækket af halm: 34 GWh/år
- Egetforbrug af el: 9 GWh/år

Anvendelse af biogassen og produktion af metanol og brint

Opgraderingen af biogas til naturgaskvalitet kan gøres stort set i forholdet 1 til 1, men der skal tilføres varme svarende til 16% af gasproduktionen. Produktionen af metanol fra biogas kan gøres i forholdet 1 til 0,7. Der er 30% tab.

Produktionen af brint og eventuelt metanol kan også gøres via elektrolyse, hvor elektricitet omsættes til brint. Der er regnet med en virkningsgrad på 70%.

Konkret er der regnet på følgende

- 61 GWh metanol er produceret ud fra 87 GWh metan biogas

Geotermi

Frederikshavn er placeret oven på fire forskellige geologiske formationer med potentiale for geotermi. De to – Haldager og Frederikshavn – har forholdsvis lave temperaturer

(omkring 20°C), hvorimod Gassum- og Skagerak-formationerne har hhv. 32°C og 40°C.

DONG har analyseret mulighederne for at udnytte de to sidstnævnte formationer ved hjælp af en absorptionsvarmepumpe. Et anlæg kunne f.eks. trække 10 MW ud af undergrunden, sænke temperaturen med 10-14° alt efter sæson og re-injicere det i undergrunden. I processen anvendes også 13 MW varme ved 160°C, resulterende i ca. 23 MW varme ved en fjernvarmefremløbstemperatur på 73°C. Ved non-stop drift giver det en produktion på ca. 200 GWh/år mod et fjernvarmeforbrug på ca. 140 GWh. Til sammenligning er det samlede eksisterende fjernvarmeforbrug 224.4 GWh/år med en maksimalbelastning på ca. 50 MW

Der er ikke en reel fysisk begrænsning for, hvor meget varme, der kan trækkes ud af undergrunden på denne måde; begrænsningen ligger snarere i varmebehovet. Ved en høj belastning kan temperaturen sænkes i formationen, men udtagningspunktet kan uden problemer flyttes, om end der naturligvis er en omkostning forbundet hermed.

Rambøll har analyseret mulighederne for, at et dampudtag fra affaldskraftvarmeverket kan drive absorptionsvarmepumpen, og er kommet frem til, at et dampudtag på 13,3 MW sammen med et input fra geotermi på 8,7 MW vil kunne producere 22 MW fjernvarme. Et dampudtag på 13,3 MW vil reducere el-produktionen med 1,3 MW el og 11,9 MW varme. Marginalt set øger geotermianlægget således fjernvarmeproduktionen med 10,1 MW og mindsker el-produktionen med 1,3 svarende til en COP på $10,1/1,3 = 7$.

På årsplan vil et sådant geotermianlæg kunne øge fjernvarmeproduktionen med op til 88 GWh. Dog vil der ikke være et tilstrækkeligt fjernvarmebehov om sommeren til, at anlægget kan køre hele tiden. I de tidligere versioner af scenarierne har der været regnet på en varmeproduktion på 75 GWh/år.

I denne version 4 er der ikke regnet på geotermi.

Stort varmepumpeanlæg

Et eventuelt nyt affaldskraftvarmeverk vil, hvis der investeres 30 mio.kr., kunne gøre røggaskondensering tilgængelig som varmekilde for en varmepumpe. Der vil kunne tilvejebringes et varme-udtag på 3-4 MW. Med en kompressionsvarmepumpe vil man kunne opnå en COP på 4-5. Varmepumpen vil kunne suppleres med andre varmekilder i kombination med andre varmepumper.



Det geotermiske anlæg i Thisted producerer årligt 15.4 GWh vha. en absorptionsvarmepumpe drevet af damp fra en halmkedel. Foto: Thisted Varmeforsyning

I det omfang, at der ikke bygges et nyt affaldskraftvarmeværk, vil der evt. kunne findes andre kilder. Eksempelvis er der blevet regnet på anvendelsen af en varmepumpe til at trække energi ud af drikkevand i forbindelsen med en 8000 m³ højdebeholder ved Østerdal. Investeringen var på 11 mio.kr. for en 2,25 varmepumpe med en forventet COP på 2,92. Hertil kommer den allerede etablerede varmepumpe, som kører på spildevand.

Konkret er der her regnet på en varmepumpe med en varmeproduktion på 10 MW og et elforbrug på 3,3 svarende til en COP på 3.

En sådan varmepumpe vil kunne producere op til 88 GWh/år varme. Imidlertid vil anvendelsen være begrænset af sommerlasten. Der er her regnet på en varmepumpe med en varmeproduktion på 60 GWh/år, svarende til en benyttelsestid på 6000 timer pr. år.

Vindkraft

I øjeblikket eksisterer der 10,6 MW vindkraft i Energiby-området. Herudover er der netop givet godkendelse til opstilling af yderligere 30-40 MW vindmøller i perioden 2011-2015.

Solceller og bølgekraft

Der er etableret solceller på Rådhuset i Frederikshavn samt på Knivholt, alt i alt 22,78 kW_p. Ift. Produktionen af vindkraft er produktionen fra solcelleanlæggene lille. De er derfor ikke indregnet selvstændigt i analyserne men er inkluderet i vindkraftbidraget. Principielt vil dele af vindkraften kunne erstattes af solceller og/eller bølgekraft. Rent praktisk bliver det økonomien samt ønsket om teknologisk udvikling og demonstration (bølgekraft), der bliver bestemmende for, hvor meget der etableres i Frederikshavn.

Solvarme

Der er allerede solvarme i Strandby svarende til en årlig produktion på 3750 MWh, samt på rådhuset i Frederikshavn svarende til 200 MWh/år. Herudover er der af Arcon Solvarme for Frederikshavn Boligforening gennemført en opgørelse over potentialet for placering af solvarmeanlæg på foreningens tage. Opgørelsen viser et potentiale på ca. 52.000 m² med en samlet spidseffekt på små 40 MW og en forventet årlig produktion på 14.300 MWh.

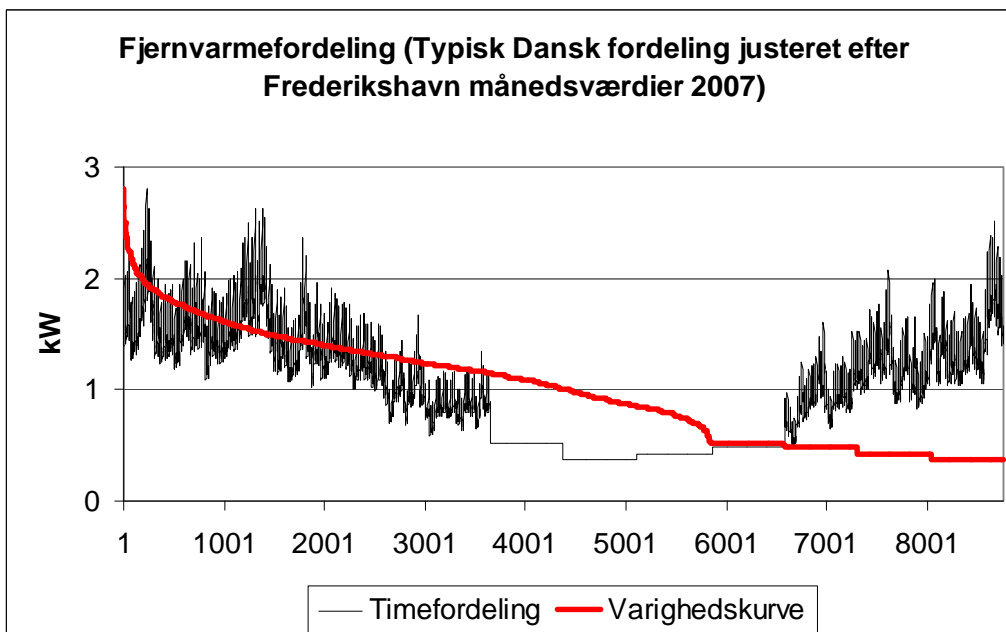
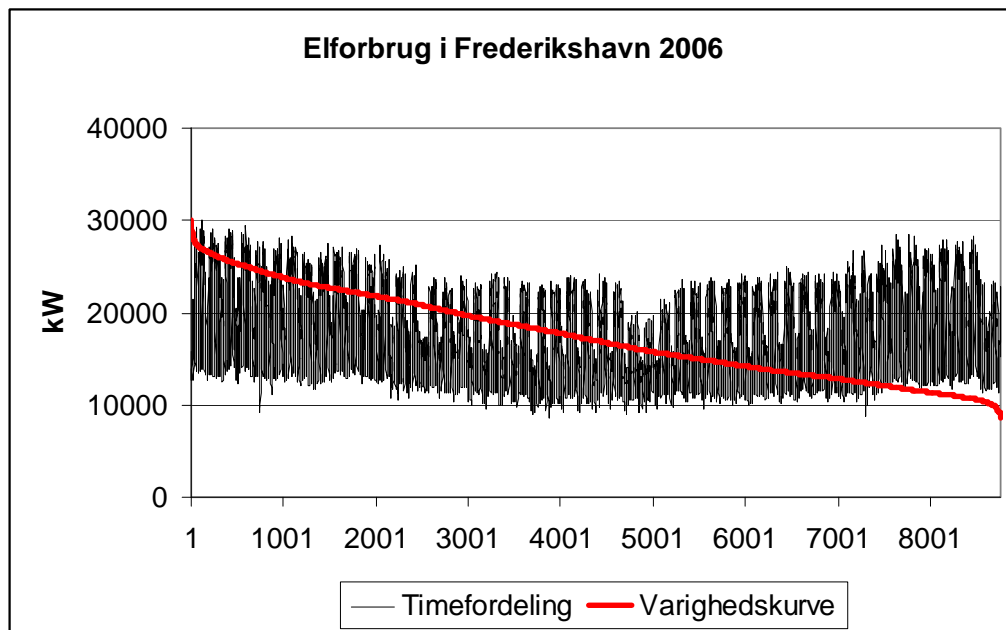
Biomasse/Bio-olie/Halm-fyr

Til at forsyne dels industriens procesbehov og dels den del af fjernvarmebehovet, der ikke forsynes på anden vis, er der regnet med en biomasse eller halmkedel med en virkningsgrad på 85%.

Energisystemanalyser af Frederikshavn

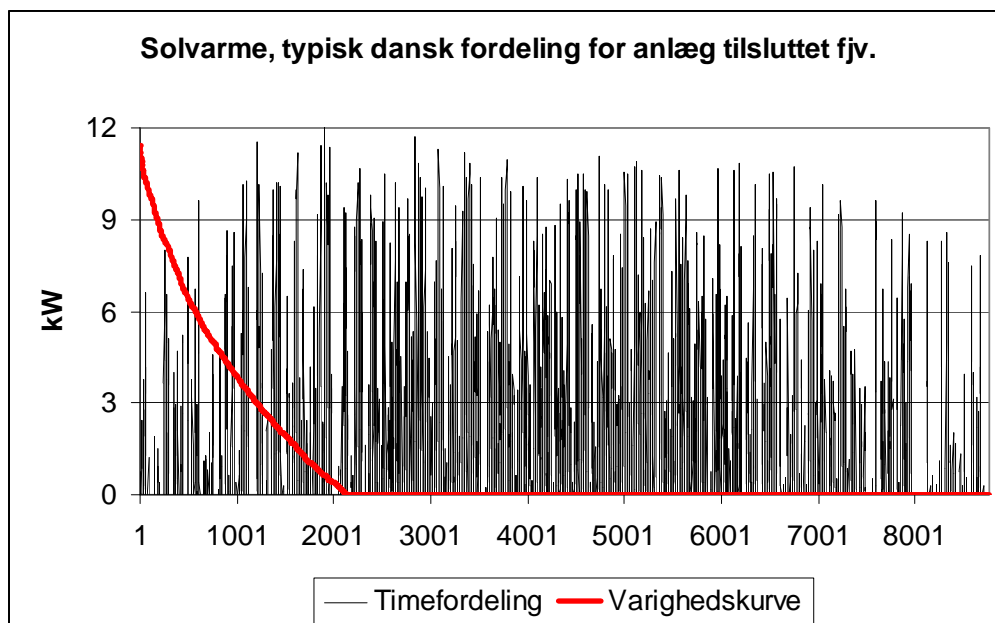
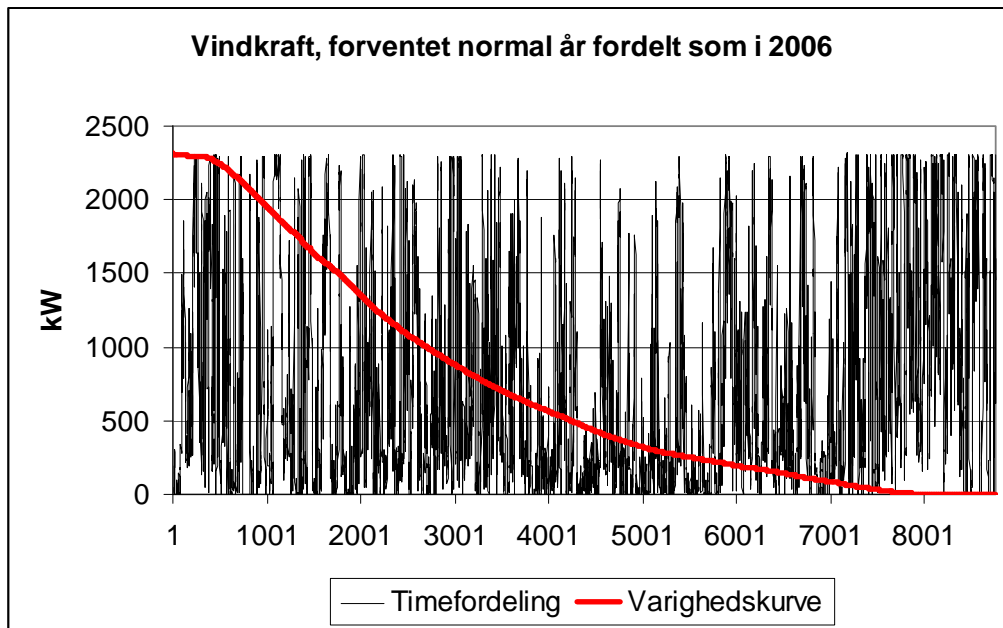
Der er foretaget en række detaljerede energisystemanalyser af de nævnte scenarier og varianter. Energisystemanalyserne omfatter en gennemregning time for time af det pågældende system mhp. at vurdere omfanget af ubalancer i systemet.

Grunddata i analyserne er timefordelinger af dels elforbruget og fjernvarmeforbruget. For elforbruget har det været muligt at basere analyserne på en målt fordeling af elforbruget i Frederikshavn i 2006. Samme tal foreligger ikke for fjernvarmeforsyningen, hvor der i stedet er anvendt en typisk dansk fordeling. Denne er dog tilpasset målte månedsværdier i Frederikshavn for år 2007. De konkrete timefordelinger samt deres tilhørende varighedskurver er vist i figurerne herunder.



Tilsvarende timefordelinger er anvendt for vindkraft og solvarme. For vindkraft er konstrueret en timefordeling på grundlag af timemålinger af de eksisterende vindmøller i Frederikshavn i 2006. Møllerne var under indkøring i 2006, og enkelte møller var ude af drift i en periode. Desuden svarede årsproduktionen i 2006 ikke til et normalt år. I fordelingen er der korrigeret for disse to forhold. For solvarme er der anvendt en typisk

dansk fordeling for kollektive solvarmeanlæg tilkoblet fjernvarme. De to fordelinger er vist i figuren herunder:



Vindproduktionen i et normalt år er vurderet til at svare til 3250 fuldlasttimer per år, idet der regnes med havvindmøller.

Resultat af analyser og opstilling af 2015-scenarier

I det følgende gennemgås først resultaterne af en række tidligere analyser fra version 2 og 3 og herefter resultaterne af de nye analyser i denne version 4.

Tidligere analyser (version 2)

I version 2 blev der gennemregnet en række forskellige alternativer for år 2015.

I alle alternativer indgik et nyt affaldskraftvarmeværk til 185 GWh affald. Ift. dette udgangspunkt blev der gennemregnet hhv. et scenario uden geotermi (Plan A) og et med geotermi (Plan B). I det første tilfælde blev der indregnet en varmepumpe, der med en COP på 3 omsatte 20 GWh el til 60 GWh fjernvarme. I det sidste tilfælde blev der yderligere indregnet en varmeproduktion fra geotermi på 75 GWh.

For hvert af de to scenarier blev der gennemregnet tre varianter. I den første variant (Basis) blev der regnet med et biogasanlæg på 150 GWh (23 mio.ton/år) og i det næste (Biogas+) med et på 225 GWh. I det tredje blev der regnet med 150 GWh biogas i kombination med elektrolyse af den mængde metanol og/eller brint, der skal anvendes i transportsektoren.

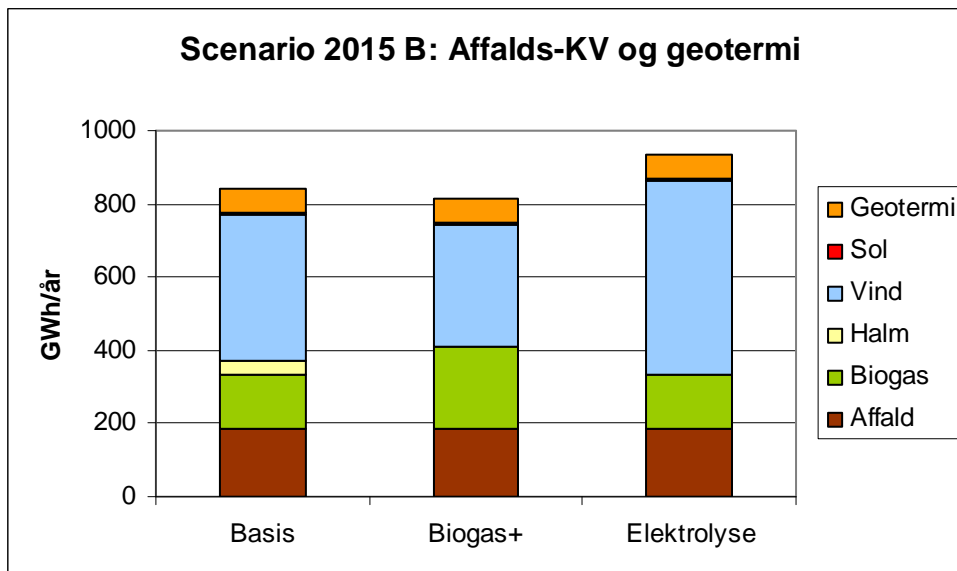
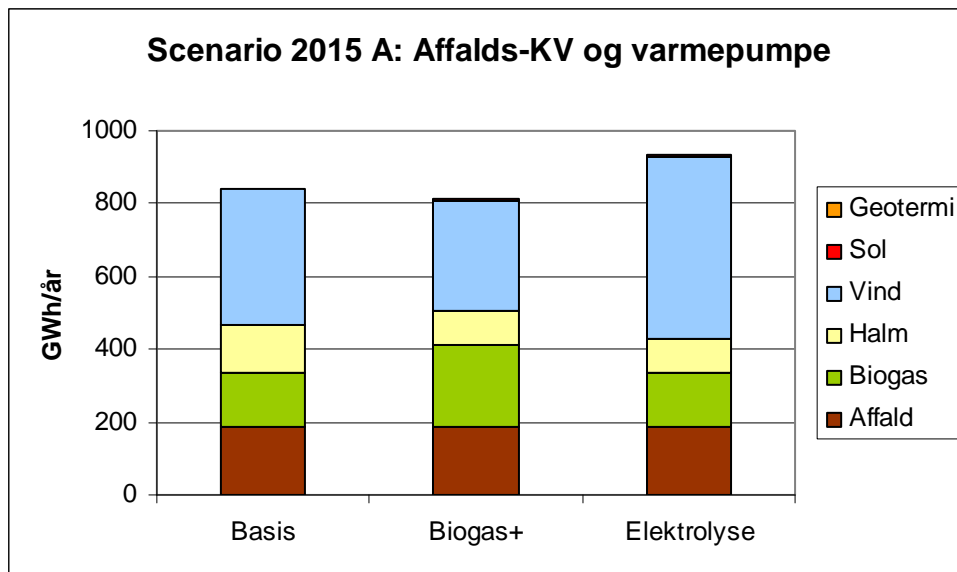
I alle scenarier og varianter blev den biogas, der er tilbage, når transportbehovet er dækket, brugt i et gasfyret kraftvarmeværk med en elvirkningsgrad på 40% og en varmekraftvirkningsgrad på 55%. Den resterende varmeproduktion blev dækket af en halmkedel med virkningsgraden 80%, og den resterende elproduktion dækket af vindkraft (havvindmøller med 3250 fuldlasttimer/år).

Tabel 5: Energiomsætningen for Scenario A Basis (version 3) er vist i nedenstående tabel:

	Fjernvarme	El	Indv.	Industri	Metanol	Biogas	Affald	Sol	Vind	Halm	Geotermi
Behov	190	164	28	31							
Fjv-udv.	46		-20	-26							
Fjv-nettab	64										
Transport		21			61	10					
Affalds-kv	-118	-43					185				
Geotermi	0	0									0
Biogasanlæg	28	5				-150					
Metanol	-17				-61	87					
Elektrolyse		0			0						
Solvarme	-4		-1					5			
Indv. VP		3	-7								
Process				-5						6	
K/v-værk	-29	-21				53					
Halm-kedel											
Varmepumpe	-60	20									
Halmkedel	-100									124	
Vindkraft		-149							372		
Tjek	0	0	0	0	0	0					
Sum						150	185	5	372	131	0

*) Vindkraft er på tilsvarende vis tidligere opgjort som det brændselsforbrug, som vindmøllernes el-produktion ville give anledning til på et kraftværk med virkningsgraden 40%.

Resultatet af de 6 varianter er vist i nedenstående figurer:



	Scenario A			Scenario B		
	Basis	Biogas+	Elektrolyse	Basis	Biogas+	Elektrolyse
Geotermi (MWth)				22	22	22
Varmpumpe (MWth)	10	10	10	10	10	10
Biogasanlæg (Mton/år)	23	34	23	23	34	23
Vindkraft (MW)	46	37	62	49	41	65
BiogaskV (MWth)	5	15	15	5	15	15
Halm-kedel (MWth)	70	60	60	60	50	50

Resultat (overslag)

Affald	185	185	185	185	185	185
Biogas	150	225	150	150	225	150
Halm	131	97	93	36	2	0
Vind	372	303	503	398	330	529
Sol	5	5	5	5	5	5
Geotermi	0	0	0	65	65	65

Energisystemanalyser af version 2

I de ovenfor skitserede overslag blev fjernvarmesystemet regnet som et samlet i system. I de efterfølgende energisystemanalyser er fjernvarmen opdelt på hhv. Strandby og Frederikshavn. Udvidelsen er lagt til systemet i Frederikshavn.

Indledningsvist er der foretaget en vurdering af indpasningen af affaldskraftvarme i fjernvarmeforsyningen. Hvis affaldsmængden øges fra de nuværende 112 til 185 GWh/år, vil affaldskraftvarmeværket i et anlæg med samme virkningsgrader som i dag producere 131 GWh/år varme. Energisystemanalyserne viser, at med det nuværende fjernvarmebehov vil 10 GWh/år gå tabt om sommeren. Øges elvirkningsgraden til 23% (netto), samtidig med at varmekvirkningsgraden sænkes til 64%, vil overskudsproduktionen om sommeren kunne mindskes til 6 GWh/år. Tilføjes et biogasanlæg, vil tabet reduceres til 1 GWh/år, og øges fjernvarmeproduktionen, kan tabet helt undgås. Med disse tiltag opnås der således en god indpasning af affaldsressourcen. Dog vil der opstå en mindre ubalance, hvis metanolproduktionen giver anledning til en varmeproduktion. Ubalancen vil være i størrelsesordenen 0,5 – 1 GWh.

Resultatet af energisystemanalyserne er vist i tabellen på næste side, hvor de er sammenlignet med de tidligere overslag. Elektrolysealternativerne og udvekslingen med gasnettet er ikke analyseret for disse.

For scenario A (uden geotermi) er der stor overensstemmelse mellem overslaget og de detaljerede analyser. Ubalancerne i fjernvarmen er ubetydelige, mens ubalancerne i form af import og eksport af elektricitet er betydelige. Ud af et samlet forbrug (og produktion) i området på 190 GWh/år er importen/eksporten i basisalternativet 54 GWh/år. En aktiv regulering af biogaskraftvarmemotorerne betyder ikke meget, idet de kun anvendes lidt. I biogas+ varianten med mere biogas og kraftvarme og mindre vindkraft reduceres importen/eksporten umiddelbart til 42-43 GWh/år. I dette tilfælde er bidraget fra biogas-kraftvarmeværket væsentligt større, og derfor kan ubalancen yderligere reduceres til 24-27 GWh/år vha. en aktiv regulering af kraftvarmemotoren. Dette vil dog, i mindre grad, have en negativ indflydelse på anvendelsen af varmepumpen, hvorved der skal importeres en lille smule el og anvendes en lille smule mere halm.

For scenario B (med geotermi) viser de detaljerede analyser, at geotermi kun kan bidrage med 50-55 GWh/år mod forventet 65 GWh/år. Dette skyldes, at fjernvarmebehovet om sommeren er dækket af affaldskraftvarmen i højere omfang end antaget i overslaget. Varmepumperne kan således ikke komme til at producere helt så meget, og derfor bliver der en mindre el-eksport til gengæld for et noget større halmforbrug.

	Scenario A			Scenario B		
	Basis	Biogas+	Elektrolyse	Basis	Biogas+	Elektrolyse
Geotermi (MWth)				22	22	22
Varmepumpe (MWth)	10	10	10	10	10	10
Biogasanlæg (Mton/år)	23	34	23	23	34	23
Vindkraft (MW)	46	37	62	49	41	65
BiogaskV (MWe)	5	15	15	5	15	15
Halm-kedel (MWth)	70	60	60	60	50	50

Resultat (overslag)

Affald	185	185	185	185	185	185
Biogas	150	225	150	150	225	150
Halm	131	97	93	36	2	0
Vind	372	303	503	398	330	529
Sol	5	5	5	5	5	5
Geotermi	0	0	0	65	65	65

Resultat (Energisystemanalyser med time-simulering) : uden aktiv regulering

Fjv-ubalance	0,5	0		0,5	0	
El-import	54	43		53	39	
El-export	54	42		58	46	
Gas-export	mangler					
Gas-import	mangler					
Affald	185	185		185	185	
Biogas	150	227		150	225	
Halm	128	94		64	37	
Vind	373	300		398	333	
Sol	5	5		5	5	
Geotermi	0	0		54	52	

Resultat (Energisystemanalyser med time-simulering): Med aktiv regulering af K/v og Vp

Fjv-ubalance	0,5	0		0,5	0	
El-import	48	27		49	24	
El-export	46	24		51	31	
Gas-export	mangler					
Gas-import	mangler					
Affald	185	185		185	185	
Biogas	150	226		150	225	
Halm	126	98		65	48	
Vind	373	300		398	333	
Sol	5	5		5	5	
Geotermi	0	0		52	48	

Nye analyser (version 4)

Ift. scenarierne i version 2 er der i version 4 regnet med et væsentligt mindre input fra affald. Hertil kommer, at biogasanlægget er mindre, samt at det er placeret uden for fjernvarmenettets rækkevidde.

Konkret betyder det, at biogasanlægget bidrager med 98 GWh gas af naturgaskvalitet, hvilket lige akkurat er nok til at dække transportens behov på 87 GWh til metanolproduktion og 10 GWh gas anvendt direkte i køretøjerne.

Basis-scenario

Indledningsvist er der gennemregnet et scenario baseret på det eksisterende affaldsforbrændingsanlæg i kombination med 15 mio. m³ i biogasanlægget samt opretholdelsen af den nuværende varmepumpe med en forventet varmeproduktion på 6 GWh og et elforbrug på 2 GWh/år. En oversigt er vist i tabellen herunder.

	Fjernvarme	El	Indv.	Industri	Metanol	Biogas	Affald	Sol	Vind	Halm	Geotermi
Behov	234	140	15	6							
Fjv-nettab	64										
Transport		25			61	10					
Affalds-kv	-79	-17					112				
Biogasanlæg		-14				-98					
Metanol	-17				-61	87					
Elektrolyse		0			0						
Solvarme	-4		-3					7			
Indv. VP		5	-12								
Process				-6						7	
K/v-værk	0	0				1					
Varmepumpe	-6	2									
Halmkedel	-191									225	
Vindkraft		-141							352		
Tjek	0	0	0	0	0	0					
Sum						150	112	7	352	232	0

Dette scenario kræver en varmeproduktion fra halm/biomasse-kedlen på 191 GWh/år og en samlet vindproduktion på 141 GWh/år ved en anvendelsestid på 3250 timer, svarende til en samlet installeret effekt på 43 MW. Til gengæld er der ikke noget gasfyret kraftvarmeanlæg hverken i Frederikshavn eller i Strandby.

Energisystemanalyserne viser, at der ingen problemer er om sommeren ift. at udnytte såvel solvarme som affaldskraftvarme. Der vil være en årlig el-ubalance, som resulterer i en import/export af el på 52 GWh/år. Til gengæld er der igen ubalancer ift. gas.

BiogasPlus-scenario

Af hensyn til sammenligningen med de tidligere versioner er der også lavet et scenario med et 24 mio. m³ biogasanlæg. Med dette anlæg bliver der plads til et biogasfyret kraftvarmeanlæg, hvorved behovet for halm falder fra 232 til 194 GWh/år, og behovet for vindkraft falder fra 43 til 33 MW.

VarmepumpePlus (VPPlus)

Yderligere er der gennemregnet et scenario med en væsentlig større varmepumpekapacitet på 30 MW_{th} (10 MW_e, COP=3). I dette scenario falder behovet

for halm fra 232 GWh/år til 59 GWh/år. Til gengæld stiger behovet for vindkraft fra 43 til 58 MW. Hertil kommer, at der skal findes varmekilder til de pågældende anlæg.

SolPlus-scenario

I dette scenario tænkes hele potentialet for solvarme gennemført. Konkret er der regnet på i alt 20 GWh/år inkl. det eksisterende anlæg i Strandby med en produktion på 4 GWh/år. I dette scenario er behovet for vindkraft uændret (43 MW), mens behovet for halm falder fra 232 til 212 GWh/år. Der bliver desuden en mindre ubalance i varmeproduktionen om sommeren, hvor 5 GWh ikke kan anvendes, medmindre der investeres i et sæsonvarmelager.

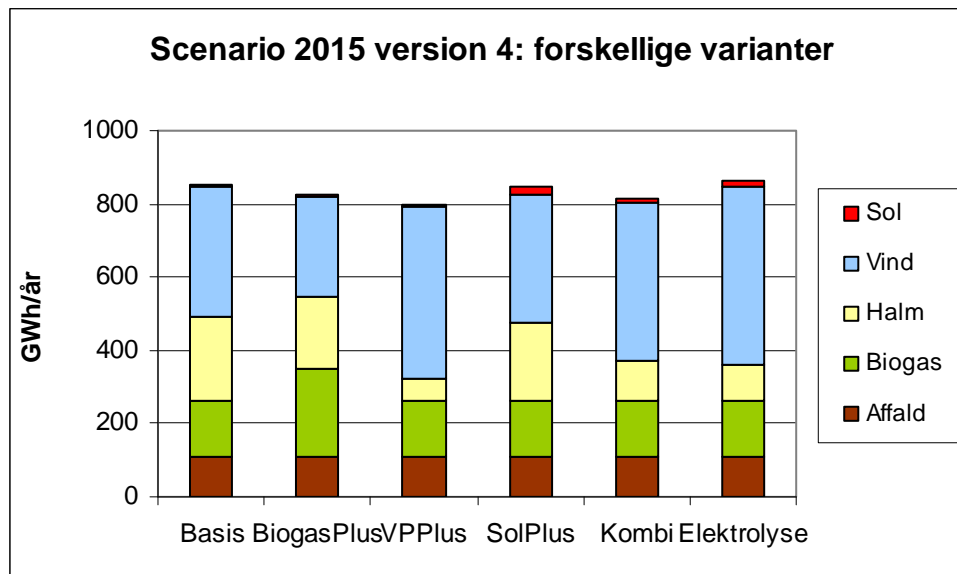
Kombi-scenario

Med afsæt i de øvrige scenarier er der lavet et kombi-scenario, hvor et solvarmebidrag til fjernvarme på 10 GWh (inkl. de eksisterende 4 GWh i Strandby) kombineres med en varmepumpe på 15 MW_{th}. I dette scenario ender man på et behov for halm på 110 GWh og et behov for vindkraft på 53 MW.

Elektrolyse-scenario

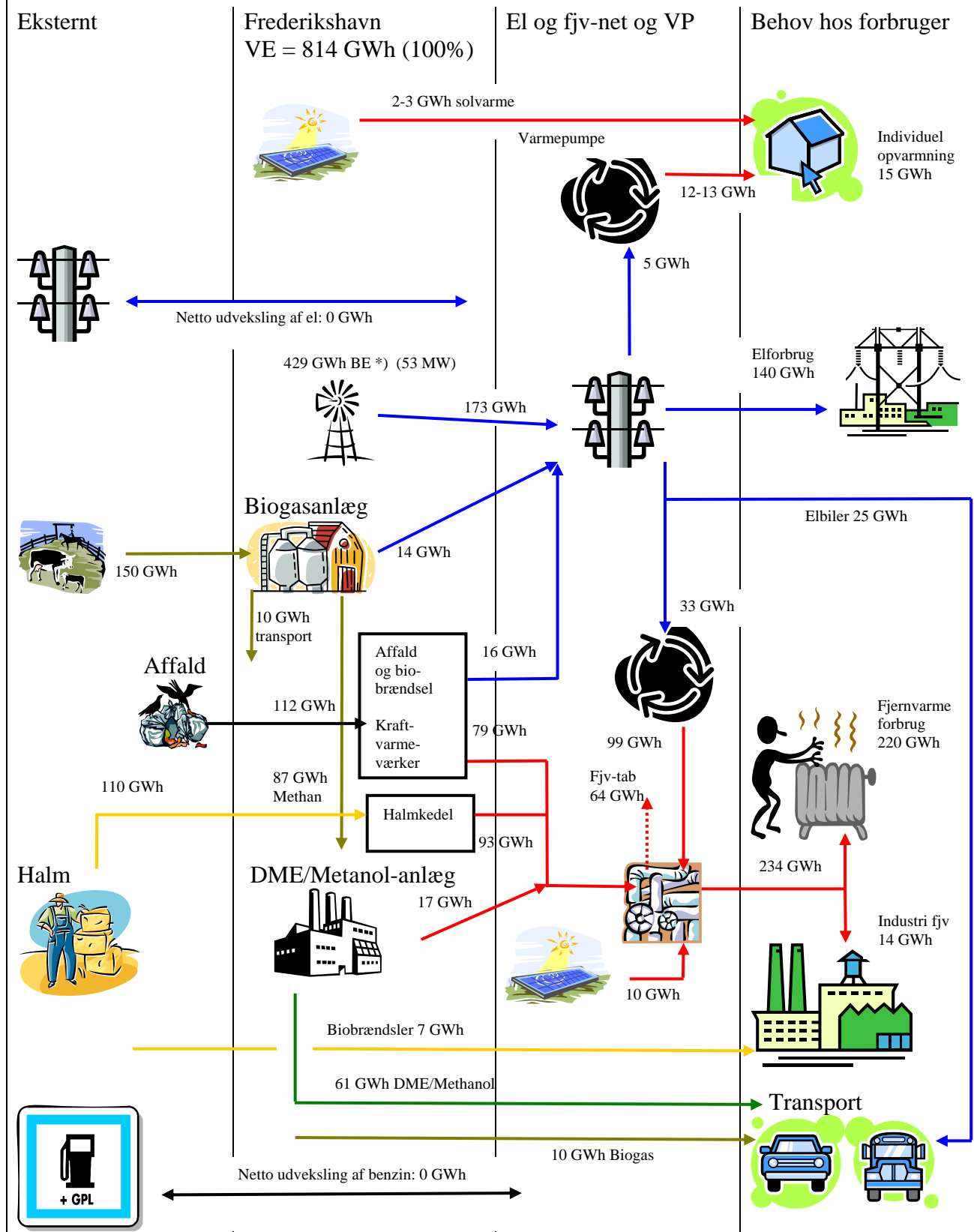
Endelig er der gennemregnet et scenario, hvor vindkraft anvendes i elektrolyse til at supplere biogassen til transport. Der er regnet på et anlæg på 10 MW_e input og en årlig produktion på 30 GWh brint. I dette scenario falder behovet for halm til 99 GWh/år, mens behovet for vindkraft stiger til 60 MW sammenlignet med kombi-scenariet.

En oversigt over scenarierne er vist i efterfølgende figur og tabel. Desuden vises et diagram over energi-flowet for Kombi-scenariet.



	Basis	BiogasPlus	VPPlus	SolPlus	Kombi	Elektrolyse
Resourcer (GWh/år)						
Affald	112	112	112	112	112	112
Biogas	150	240	150	150	150	150
Halm	232	194	59	212	110	99
Vind (faktor 40%)	352	272	469	352	429	488
Sol	7	7	7	23	13	13
Kapaciteter (GWh/år)						
Varmepumpe (MWth)	0,7	0,7	30	0,7	15	15
Biogasanlæg (Mton/år)	15	24	15	15	15	15
Vindkraft (MW)	43	33	58	43	53	60
BiogasKV (MWe)	0	3	0	0	0	2
Halm-kedel (MWth)	90	80	60	90	70	70
Ubalancer målt i GWh/år						
Eludveksling	52	40	67	52	63	70
Gasudveksling	0	2	0	0	0	0
Varmeubalance	0	0	0	5	1	1

Frederikshavn 100% VE 2015: Scenario Kombi



*) Elektricitet måles i det brændselsforbrug det giver anledning til på et kraftværk med en virkningsgrad på 40%.

Oversigt og økonomi

Men henblik på at kunne vurdere de enkelte scenarier er der foretaget samfundsøkonomiske analyser af scenarierne, både hvad angår omkostninger til investeringer (eksisterende såvel som kommende energianlæg), drift og vedligeholdelse, brændsel samt CO₂. I appendikset er der for hvert scenario fire tabeller med hhv. 1) enhedsomkostninger per kW eller lignende, 2) aktuelle fysiske investeringer for det enkelte scenario, 3) variable årlige omkostninger, samt 4) samlede årlige omkostninger. I tabellerne er disse investeringsomkostninger omregnet til årlige annuiteter ved en diskonteringsrente på 3% og med den tidshorisont, der er angivet for hver enkelt teknologi.

CO₂-omkostninger er beregnet ud fra en omkostning på 229 kr./ton og eludvekslingsomkostninger/indtægter er beregnet ud fra et prisniveau på 227 kr./MWh. Niveaueet af sidstnævnte har dog kun en begrænset indflydelse på samlede årlige omkostninger, hvorimod CO₂-omkostningerne har en større indflydelse

Hovedparten af omkostningerne stammer fra IDA's Future Climate, men for hver enkelt teknologi er angivet, hvorfra data stammer. Specielt hvad angår brændselsomkostninger, skal det anføres, at disse også omfatter håndteringsomkostninger.

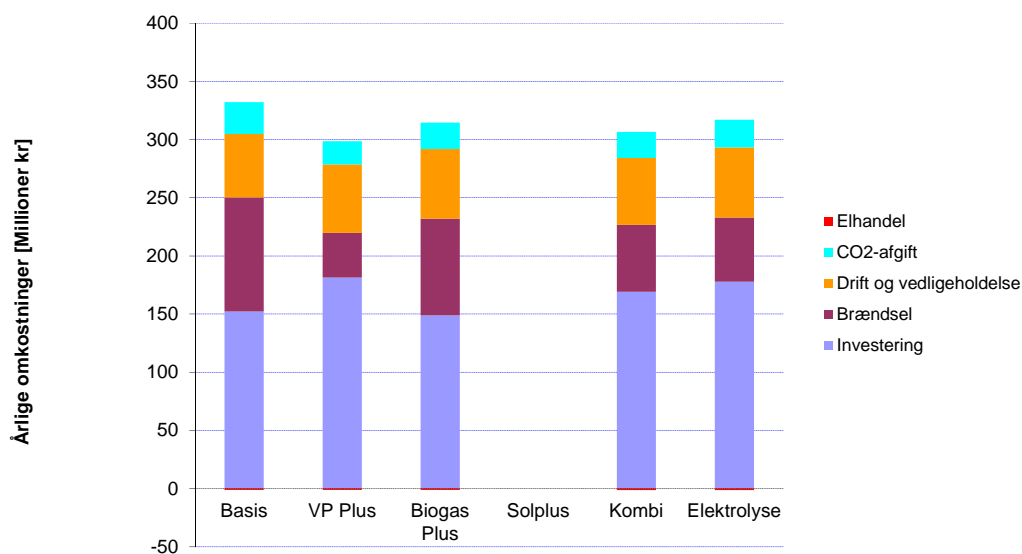
Følgende omkostninger er ikke inkluderet: 1) det eksisterende fjernvarmenet i Frederikshavn, 2) omkostninger til omlægning af transporten til andre brændselstyper, samt 3) ladestationer/ brintstationer og lignende infrastrukturer til transport. Dog er der inkluderet en omkostning på 15 mio. kr. til forsyning af biler med biogas fra Skagen.

Den eksisterende absorptionsvarmepumpe i Strandby er p.t. ikke indregnet, idet dens funktion i det fremtidige system skal overvejes.

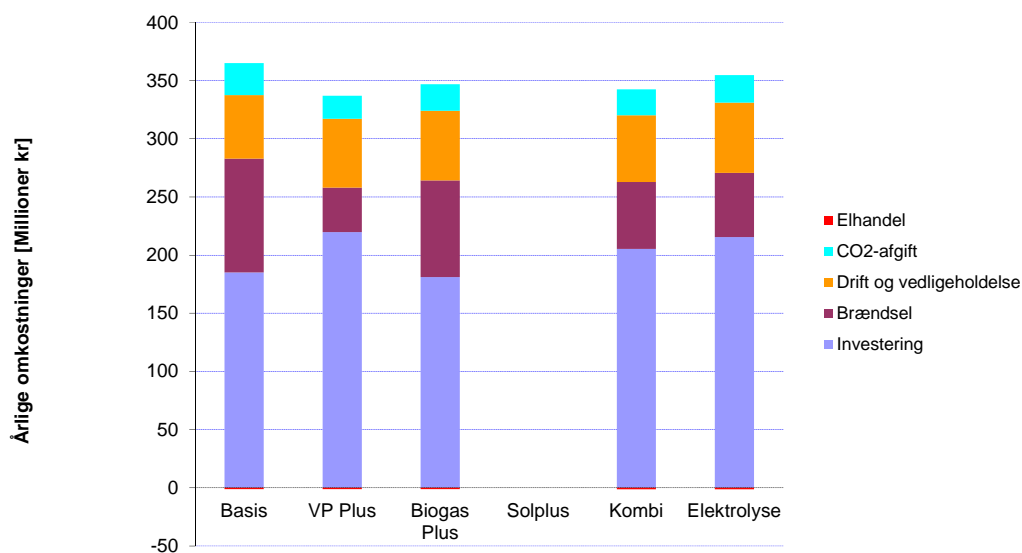
Alt i alt ser omkostningerne ud som vist i figur 1 og 2, som illustrerer omkostningerne ved en rente på hhv. 3% og 5%, hvor de 5% er den officielle danske rente for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. 3 procent er på niveau med den rente, det er anvendt i Aalborgs Energivision samt i mange internationale sammenhænge.

Ud af dette udgør et kondenskraftværk knap 41 mio. kr. i alle scenarier, men spørgsmålet er, om og hvordan denne omkostning skal indregnes. Rationalet er, at Frederikshavn i en fremtidig situation, hvor mange andre kommuner kan forventes at skifte til øget brug af lokale vedvarende energiresourcer, ikke kan forvente, at der er backup-kapacitet til rådighed andre steder; alternativt at Frederikshavn skal betale til fælles anlæg svarende til Frederikshavns backupkrav.

Ved en rente på 3% ligger de samlede årlige omkostninger fra lige under 300 mio. kr. og op til 330 mio. kr., så der er maksimalt en forskel i størrelsesordenen 10% mellem dyreste og billigste alternativ. Dog ses at Basis-scenariet er det dyreste. Mere signifikant er forskellen mellem typer af omkostninger i de enkelte scenarier.

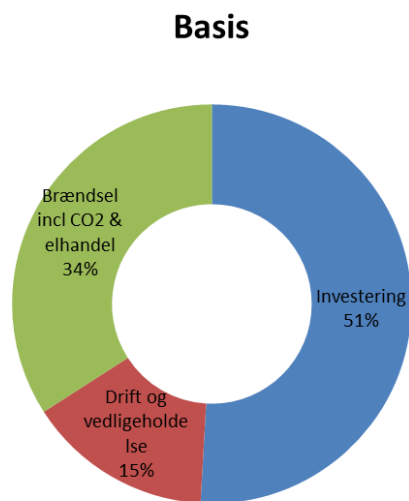


Figur 1: Årlige omkostninger ved en rente på 3%

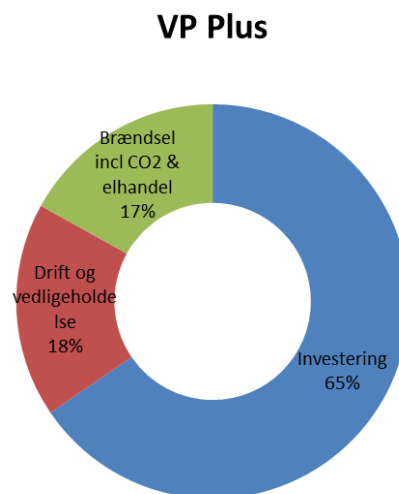


Figur 2: Årlige omkostninger ved en rente på 5%

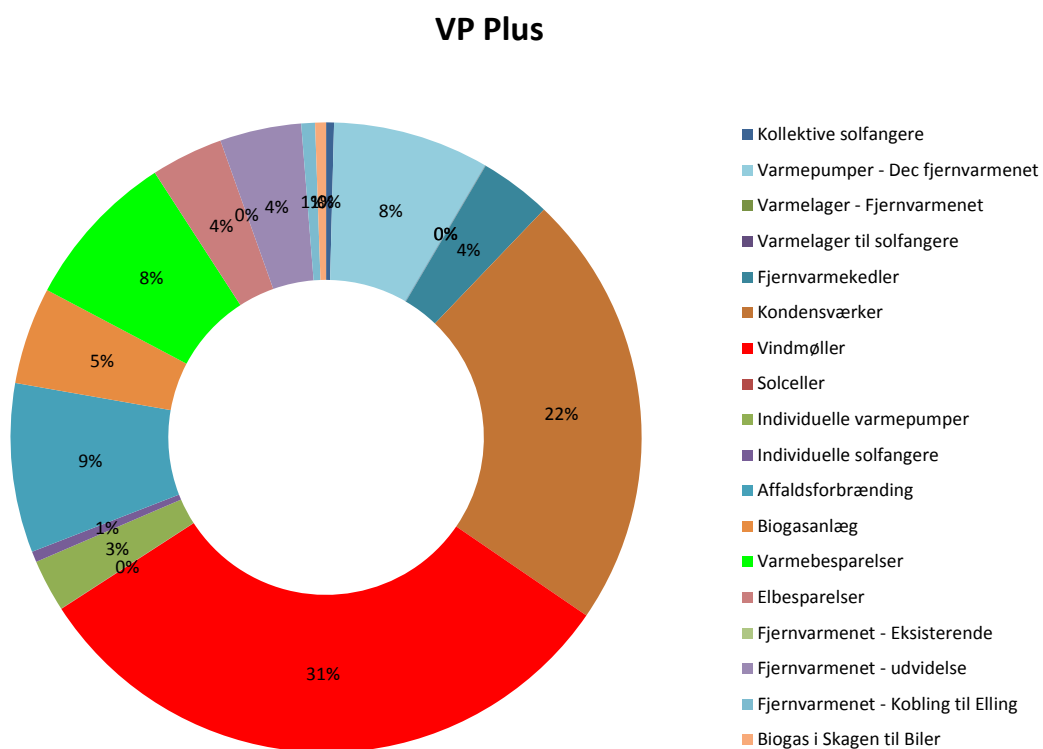
I figur 3 og 4 ses fordelingen mellem investeringsomkostninger, drift og vedligeholdelse (D&V), samt brændselsomkostninger for de to scenarier, der adskiller sig mest. Generelt udgør brændsels- og CO₂-omkostninger ressourcer, der forsvinder fra kommunen, hvorimod investeringsomkostninger samt D&V i højere grad er omkostninger, der skaber lokal aktivitet til trods for, at teknologierne i nogen grad produceres uden for kommunen. I Figur 5 ses et eksempel på, hvordan investeringsomkostningerne i VP Plus udgøres af en lang række enkelte investeringer, hvoraf vindkraft er den største.



Figur 3: Fordeling af årlige omkostninger i VP Plus-scenariet ved en rente på 3% pa.



Figur 4: Fordeling af årlige omkostninger i Basis-scenariet ved en rente på 3% pa.



Figur 5: Fordeling af årlige investeringsomkostninger i VP Plus-scenariet ved en rente på 3% pa.

Valg af mål for Energiby Frederikshavn 2015

Som tidligere beskrevet gælder, at målet om at omstille Energiby Frederikshavn til 100% vedvarende energi i 2015 defineres som opfyldt, når der er etableret vedvarende energianlæg nok til, at den årlige el-, varme- og gasproduktionen i et normalt år vil kunne 1) dække forbruget af el og fjernvarme inden for området, samt 2) modsvare forbruget til transport og individuel opvarmning, når transportsektoren omstilles til køretøjer baseret udelukkende på el og biobrændsler.

Mht. transport og individuel varmforsyning er kriteriet således ikke, at alle køretøjer og oliefyr er udskiftet, men derimod, at der er vedvarende energi nok til rådighed til at dække disse forbrug i en fremtid hvor køretøjer baseret på el og biobrændsler er indført. I den forbindelse indregnes konverteringstab ved omformning af el og biogas til eksempelvis metanol eller andre former for brændstoffer. Konkret betyder det også, at eksport af el fra vindkraft vil kunne modsvare import af benzin og gas.

På baggrund af denne definition samt ovenstående analyser i denne og de tidligere versioner opstilles i det følgende en konkret plan frem til år 2015.

Tre kriterier har været bærende for sammensætningen af planen:

- Planen lever op til ovennævnte kriterier for opfyldelse af målet.
- Planen består af konkrete investeringer, som vil kunne gennemføres inden udgangen af 2015.
- Det er tænkt ind i planen, at energiby på sigt (f.eks. 2030) skal kunne indgå i et fossilfrit Danmark – herunder indgå som element i en Frederikshavn Energikommune baseret på 100% vedvarende energi.

Mht. på sigt at indgå i en samlet plan for et fossilfrit Danmark – herunder indgå som element i en Frederikshavn Energikommune baseret på 100% vedvarende energi – er der taget udgangspunkt i analyserne i version 2 af et nyt affaldskraftvarmeværk og mulighederne for geotermi. En række forhold vedrørende affaldsmængder og håndtering skal afklares, før der kan tages stilling til, om der skal opføres et nyt værk, eller om det eksisterende skal føres videre og i givet fald hvor længe. Alternativt undersøges i øjeblikket, om der skal opføres et flisfyret kraftvarmeanlæg i stedet. Samlet set vurderes det hensigtsmæssigt på sigt at inkludere en eller anden form for biomasse- og/eller affaldsbaseret kraftvarmeproduktion. Derfor er der ikke i 2015-planen opereret med f.eks. halmkedler eller lignende. I stedet er der regnet på to forskellige scenarier. Scenario A, hvor det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk videreføres, indtil der foreligger en afklaring på ovennævnte spørgsmål, og scenario B, hvor der opføres et nyt træfyret kraft/varme-anlæg.

Et andet uafklaret forhold er valget af transportløsning på længere sigt. Dette vil afhænge af udviklingen i Danmark og omverdenen i det hele taget. Indtil dette er afklaret, vil det være uhensigtsmæssigt at investere i f.eks. et metanolanlæg. I stedet foreslås, at den opgraderede biogas i 2015 anvendes i det gasfyrede kraftvarmeanlæg.

På ovennævnte baggrund er 2015-planen konkretiseret, så den indebærer følgende elementer:

1. Gennemførelse af el- og varmebesparelser som beskrevet ovenfor.
2. Udvidelse af fjernvarmeområderne som beskrevet ovenfor.
3. Etablering af varmepumper og solvarme i bygninger uden for fjernvarmeområderne.
4. Etablering af et biogasanlæg med en årlig produktion på 15 mio. m³ metan opgraderet til naturgaskvalitet. Egetforbrug af varme leveres fra en halmkedel på anlægget.
5. Etablering af i alt 1 MW_e / 3,5 MW_{th} varmepumpeeffekt på fjernvarmenettet.
6. Eventuel etablering af yderligere solvarme i fjernvarmesystemet.
7. Etablering af tilstrækkelig vindkraft, som sammen med kraftvarme kan dække Energibyens (og biogasanlæggets) elforbrug samt modsvare import af benzin og gas til transport m.v.
8. Etablering af et eller flere forsøg med transport baseret på vedvarende energi til illustration og udvikling af de planlagte løsninger.

Yderligere i scenario B:

9. Etablering af træflisfyret kraft/varme-anlæg, som kan erstatte det nuværende gasfyrede k/v-værk, således at der kun anvendes gas i en spidslastkedel og således at der ikke anvendes mere gas i den samlede løsning end biogasproduktionen. I det omfang målene om f.eks. besparelser, omlægning til fjernvarme og individuelle varmepumper ikke opfyldes 100%, forudsættes at vindkraft udbygges yderligere.

Scenario A er vist i tabellen herunder

Scenario A											
	Fjernvarme	El	Indv.	Industri	Metanol	Biogas	Affald	Sol	Vind	Halm/tr	Fossilt
Behov	234	140	15	6							
Fjv-nettab	64										
Transport		25			61	10					
Affalds-kv	-79	-17					112				
Biogasanlæg		9				-148				34	
Metanol	0				-61	0					87
Elektrolyse		0			0						
Solvarme	-6		-3					9			
Indv. VP		5	-12								
Process				-6						7	0
Strandby	-16	-8				25					
K/v-værk	-63	-33				113					0
træ k/v	0	0								0	
Varmepumpe	-21	7									
Gaskedler	-113					0					119
Kul-komp		82									-206
Vindkraft		-211							526		
Tjek	0	0	0	0	0	0					
Sum							112	9	526	41	0

Scenario A indebærer, at Energibyen udover biogas importerer 230 GWh naturgas i 2015, hvilket kan kompenseres med en el-eksport på 92 GWh, svarende til en brændselsbesparelse på kondensværker på 230 GWh kul/gas. I alt kræves der etableret i størrelsesordenen 63 MW vindkraft (inkl. de eksisterende 10 MW).

Udveksling af energi med omverdenen i den her skitserede form, hvor vindkraft veksles for brændsler, er naturligvis ikke optimalt, idet der stadig er et fossilt brændselsforbrug, samt at det alene er en mulighed, så længe der er en marginal produktion af f.eks. kulkraft andre steder, der kan erstattes med eksport af vindkraft. Det er således ikke en generaliserbar model, som alle kommuner i Danmark vil kunne implementere. En måde, hvorpå f.eks. biogas kan frigøres til transportsektoren, er at opføre et biomassefyret kraftvarmeværk. Et sådant værk er under overvejelse af Frederikshavn Forsynings. Værket vil dog ikke være baseret fuldt ud på lokalt tilgængelige biomasseressourcer, og det vil således forudsætte import af biomasse. Løsningen er vist herunder som scenario B:

Scenario B											
	Fjernvarme	El	Indv.	Industri	Metanol	Biogas	Affald	Sol	Vind	Halm/tr	Fossilt
Behov	234	140	15	6							
Fjv-nettab	64										
Transport		25			61	10					
Affalds-kv	-79	-17					112				
Biogasanlæg		9				-148				34	
Metanol	-17				-61	87					0
Elektrolyse		0			0						
Solvarme	-6		-3					9			
Indv. VP		5	-12								
Process				-6						7	0
Strandby	-16	-8				25					
K/v-værk	0	0				0					0
træ k/v	-134	-28								180	
Varmepumpe	-21	7									
Gaskedler	-25					26					0
Kul-komp		0									0
Vindkraft		-133							332		
Tjek	0	0	0	0	0	0					
Sum							112	9	332	221	0

Scenario B indebærer, at Energibyen ikke anvender gas udover biogas. Herved øges mængden af halm/træ til 221 GWh/år mod 41 GWh/år i Scenario A. Til gengæld mindskes kravet til vindkraft til i størrelsesordenen 40 MW mod 65 MW i scenario A (i begge tilfælde inkl. de eksisterende 10 MW).

I beregningerne er der taget udgangspunkt i det flisfyrede kraft/varmeværk der pt. er under overvejelse i Frederikshavn Forsyning på 4,2 MWe_{el} og 20 MW_{varme} og der er regnet med en totalnyttevirkning=90%. For at kunne opfylde beregningerne i Scenario B kræver det enten en benyttelsestid på 6700 timer eller et lidt større anlæg.

Følsomhedsanalyse (varianter hvis delmål ikke opfyldes fuldt ud)

I det følgende er der foretaget en række analyser af hvor meget vindkraften skal øges for at kompensere for at enkelte delmål eventuelt ikke opfyldes fuldt ud. Disse analyser er her foretaget for scenario A. Tallene for scenario B ligger i samme størrelsesorden.

I basisscenariet (scenario A) er kraftvarmeanlæggets produktion i Strandby sat til 8 GWh el og 16 GWh varme, mens den i Frederikshavn er sat til nogenlunde det samme som i 2007, nemlig ca. 50 GWh el og 97 GWh varme. Dette medfører et gasforbrug på 60 GWh mere, end hvad der produceres på biogasanlægget. En følsomhedsanalyse viser, at hvis produktionen i Frederikshavn reduceres til 33 GWh el, således at der ikke netto bruges mere end biogasanlægget producerer, vil der i stedet for 63 MW vindkraft skulle bygges 65 MW. Grunden til, at produktionen på kraftvarmeværket ikke betyder mere, er at anlægget har en relativt dårlig elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad.

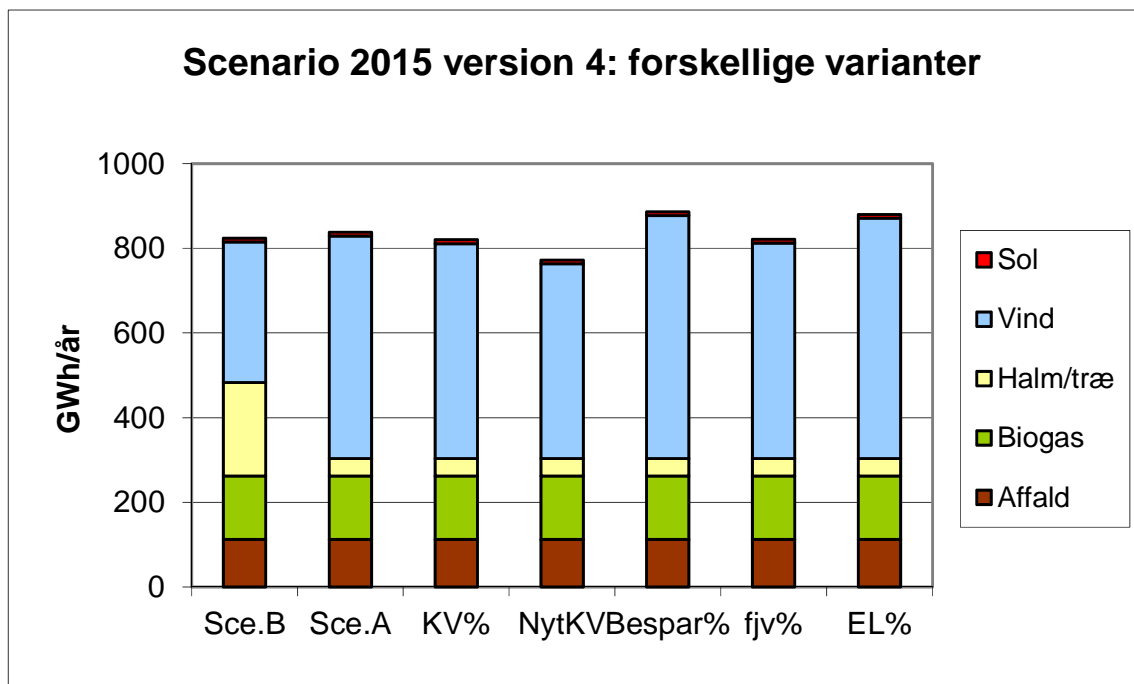
Forudsættes f.eks. bygget et anlæg med en elvirkningsgrad på 40% og varme på 55% (som i Strandby), reduceres behovet for vindkraft til 57 MW.

Yderligere er der gennemført følgende følsomhedsanalyser:

- Hvis der ikke gennemføres varmebesparelser, bliver fjernvarmebehovet 292 GWh mod 234 i basis-scenariet, og de individuelle behov stiger fra 15 til 20 GWh. Herved stiger behovet for vindkraft fra 63 til 71 MW.
- Hvis fjernvarme ikke udbredes, falder fjernvarmebehovet ift. basis-scenariet fra 234 GWh til 173 GWh, mens det individuelle behov stiger fra 15 til 62 GWh og industrien fra 6 til 20 GWh. Dette medfører kun en ubetydelig stigning i behovet for vindkraft, hvilket skyldes, at store dele af fjernvarmebehovet i basis-scenariet dækkes af en naturgaskedel. Dette gør dog ikke behovet for at konvertere til fjernvarme mindre, idet dette skridt er helt afgørende i næste omgang, dvs. efter 2015.
- Hvis der ikke gennemføres elbesparelser, og behovet for el derfor bliver 164 GWh i stedet for 140 GWh, stiger behovet for vindkraft fra 63 MW til 70 MW.

Hovedtallene for basis-scenariet og de nævnte følsomhedsanalyser er vist i tabellen og figurer herunder:

	Scenario B	Scenario A	KV%	NytKV	Bespar%	fjv%	EL%
Resourcer (GWh/år)							
Affald	112	112	112	112	112	112	112
Biogas	150	150	150	150	150	150	150
Halm/træ	221	41	41	41	41	41	41
Vind (faktor 40%)	332	526	508	460	574	509	568
Sol	9	9	9	9	9	9	9
Kapaciteter							
Varmepumpe (MWth)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Biogasanlæg (Mton/år)	15	15	15	15	15	15	15
Vindkraft (MW)	41	65	63	57	71	63	70



Konklusionen på ovennævnte analyser er, at der i Scenario A skal opføres vindmøller med en årlig produktion på i alt 200-220 GWh/år, svarende til 65-70 MW installeret kapacitet, mens der i scenario B skal opføres 40-50 MW.

10 MW er opført. Yderligere 35-45 MW kan opføres offshore ved havnen. Tilbage er et behov på op til 25 MW vindkraft til lands.

Vurdering af Frederikshavns andel af Danmarks fremtidige biomasse ressourcer

Der er foretaget en vurdering af hvilken andel af de samlede danske biomasse og affalds potentialer, som svarer til Energibyens andel målt efter befolkning. Opgørelsen er foretaget efter samme metode som anvendt i "Energivision for Aalborg kommune 2050", dvs. med udgangspunkt i Energistyrelsens opgørelse anno 2004, som er vist i tabellen herunder. I samme tabel er vist den opgørelse, som ingeniørforeningen i sin klimaplan 2050 har valgt at basere sig på."

	ENS 2004 (PJ/år)	IDA 2009 (PJ/år)	Skøn år 2050 (PJ/år)	Frederikshavn andel (0,5%) (TJ/år)
Halm	55	30	95	475
Træ	40	50		
Biogas	40	40	40	200
Fiberfraktion		5		
Bioafgrøde		52		
Alger		100		
Affald	30	(44)	(55)	
(bionedbrydeligt)	(23)	34	40	200
I alt	165	311	165	875

Der knytter sig følgende bemærkninger til opgørelsen.

Energistyrelsen vurderer affaldsmængden til 30 PJ baseret på den faktiske mængde i årene op til 2004. Imidlertid var den affaldsmængde, der var til rådighed til energiformål efter genbrug vokset til ca. 38 PJ i 2007 (Energistyrelsen: Energistatistik 2008). I følge diverse prognoser (eksempelvist den anvendte i varmeplan Danmark) forventes affaldsmængden at stige til 55 PJ i år 2040 med almindelig fremskrivning. Af disse vurderes 77% at være bio-nedbrydelig, mens resten er baseret på fossile brændsler. Her er det valgt at tage udgangspunkt i 40 PJ/år svarende til biomasse andelen af en fremskrevet affaldsmængde.

Energibyen Frederikshavn (25.000 indbyggere) udgør i størrelsesordenen 0,5% af Danmarks befolkning (5,2 mio. indbyggere).

Som det fremgår af opgørelsen udgør Energibyen Frederikshavn's andel af de fremtidige Danske biomasse ressourcer ca. 875 TJ/år svarende til små 250 GWh/år.

Dette kan sammenholdes med at der i Scenario A anvendes ca. 300 GWh/år og i Scenario B lidt knap 500 GWh/år.

Hertil kommer, at Energibyen ikke inkluderer fly transport som dele af godstransporten, hvor disse behov også vil skulle dækkes i forsyning af hele det danske samfund.

Konklusionen er således at løsningen hvad angår biomasse ligger i den høje ende uden dog at være afgørende langt fra et passende niveau.

Efter 2015 bør der stiles mod en løsning (koordineret med resten af kommunen), hvor biomasse forbruget reduceres.

Referencer

- *A renewable energy system in Frederikshavn using low-temperature geothermal energy for district heating.* Østergaard & Lund 2011, Applied Energy 88 (2): 479-87
- *Biogasanlæg i Frederikshavn - Forprojekt, 18. december 2009,* NIRAS/PlanEnergi, Frederikshavn/Skørping, 2009.
- *Climate change mitigation from a bottom-up community approach.* Østergaard & Lund 2010 i Sustainable communities design handbook., ed. Clark (Ed). Burlington, Massachusetts, USA: Elsevier.
- *DONG Energy - Etablering af varmepumpe i Frederikshavn,* COWI, Lyngby, 2008
- *Energibyen Frederikshavn – Visualisering og systemanalyse,* Østergaard & Kjems, AAU 2011
- *Energibyen Frederikshavn – Potentiale for varmebesparelser og udvidelse af fjernvarmeområder,* Möller & Sperling, AAU, 2010.
- *Frederikshavn Kommune - Energibyen Frederikshavn - forretningsplan - Analyse og plan,* COWI, 2008 Se http://www.energibyen.dk/fundanemt/files/Forretningsplan_EnergibyenFrederikshavn_december2008.pdf
- *Frederikshavn Varme A/S, biogasvurdering – indpasning af biogas i varmeproduktionen i Frederikshavn kommune,* Rambøll, Aalborg 2010
- *Frederikshavn Varme A/S og AVØ A/S - Undersøgelse for omstilling af varmeforsyningen og affaldsforbrænding,* Rambøll, Aalborg 2009.
- *IDAs Klimaplan 2050 - Tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomisk konsekvensvurdering – Baggrundsrapport,* Mathiesen, Lund og Karlsson, København, 2009 Se <http://ida.dk/News/Dagsordener/Klima/Klimaplan2050/Documents/Baggrundsrapport%20-%20IDAs%20klimaplan.pdf>
- *Sustainable towns: The case of Frederikshavn - 100% renewable energy.* Lund & Østergaard 2009 i Sustainable Communities, Clark (Ed) , 155-168. New York: Springer.

Appendiks 1: Økonomiske nøgletal – Alle scenarier

Tabel 1: Investeringsomkostning og faste D&V-omkostninger - Takster

	Specifik investering [MDKK/Enhed]	Enhed	Periode [År]	Invest/år [MDKK/enhed]	D&V [% af invest/år]	D&V [MDKK/enhed/år]	Kilde
Kollektive solfangere	3,2	GWh/år	25	0,18	0,05	0,00	1)
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	0,005	kWe	20	0,00	1,5	0,00	1)
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	0,02174	kWe	20	0,00	0,2	0,00	4)
Varmelager - Fjernvarmenet	0,01	MWh	20	0,00	1	0,00	1)
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0,01	kWe	30	0,00	2	0,00	1)
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0,02	kWe	20	0,00	0,2	0,00	1)
Varmelager til solfangere	0,005	MWh	20	0,00	0,5	0,00	1)
Fjernvarmekedler	0,001	kW_Th	20	0,00	3	0,00	1)
Kondensværker	0,008	kWe	30	0,00	2	0,00	1)
Vindmøller	0,0146	kWe	20	0,00	1,8	0,00	4)
Solceller	0,02625	kWp	20	0,00	0,7	0,00	2)
Elektrolyseanlæg	0,001875	kWe	20	0,000	2	0,00	1)
Brintlager til transport		MWh	1	0,00		0,00	
Individuelle kedler		kW_Th	1	0,00		0,00	
Individuelle varmepumper	0,055	kWe	15	0,00	0,7	0,00	1)
Individuel elopvarmning		kWe	1	0,00		0,00	
Individuelle solfangere	5	GWh/år	20	0,34	1	0,05	1)
Affaldsforbrænding	2,1	GWh/år	20	0,14	3,3	0,07	2) 3)
Geothermianlæg		kW_Th	1	0,00		0,00	
Biogasanlæg	1,375	GWh/år	20	0,09	10	0,14	1)
Varmebesparelser	220	20% besparelse	20	14,79	0	0,00	1) 4)
Elbesparelser	67	15% besparelse	12	6,73	0	0,00	1) 4)
Fjernvarmenet - Eksisterende		Eksisterende net	1	0,00		0,00	
Fjernvarmenet - udvidelse	149	Op til 92%	30	7,60	1	1,49	4)
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	25	FH-Strandby	30	1,28	0	0,00	4)
Biogas i Skagen til Biler	15	System	20	1,01	0	0,00	4)
			1	0,00		0,00	
			1	0,00		0,00	
			1	0,00		0,00	
			1	0,00		0,00	
Kilder							
1) IDA Future Climate							
2) Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants							
3) Baggrundsrapport for Energivision for Aalborg Kommune side 50							
4) Dette notat							

Appendiks 2: Økonomiske nøgletal - Basisscenariet

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer				
Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]	
Kollektive solfangere	4 GWh/år	0,7	0,0	
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	kWe	0,0	0,0	
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	230 kWe	0,3	0,0	
Varmelager - Fjernvarmenet	20 MWh	0,0	0,0	
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0	
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0	
Varmelager til solfangere	20 MWh	0,0	0,0	
Fjernvarmekedler	99999 kW_Th	6,7	3,0	
Kondensværker	99999 kWe	40,8	16,0	
Vindmøller	43000 kWe	42,2	11,3	
Solceller	22,78 kWp	0,0	0,0	
Elektrolyseanlæg	kWe	0,0	0,0	
Brintlager til transport	MWh	0,0	0,0	
Individuelle kedler	kW_Th	0,0	0,0	
Individuelle varmpumper	1057 kWe	4,9	0,4	
Individuel elopvarmning	kWe	0,0	0,0	
Individuelle solfangere	3 GWh/år	1,0	0,2	
Affaldsforbrænding	112 GWh/år	15,8	7,8	
Geothermianlæg	kW_Th	0,0	0,0	
Biogasanlæg	98 GWh/år	9,1	13,5	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
Varmebesparelser	1 20% besparelse	14,8	0,0	
Elbesparelser	1 15% besparelse	6,7	0,0	
Fjernvarmenet - Eksisterende	1 Eksisterende net	0,0	0,0	
Fjernvarmenet - udvidelse	1 Op til 92%	7,6	1,5	
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	1 FH-Strandby	1,3	0,0	
Biogas i Skagen til Biler	1 System	1,0	0,0	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
- total		152,3	54	
Tabel 3: Variable omkostninger				
	Mængde [GWh/år]	Mængde [TJ/år]	Pris [MDKK/PJ]	I alt [M DKK]
Biobrændsel	0	0,00	44,7	0,00
Kul	130,45	469,62	25,8	12,12
Fuelolie	232,56	837,22	102,8	86,07
Diesel/fyringsolie	0	0,00		0,00
Benzin	0	0,00		0,00
Naturgas	-1	-3,60	77,8	-0,28
- Brændsel i alt				97,90
Variabel D&V				0,98
Elhandel				-1,33
CO2 omkostning				27,41
- total				124,96
Tabel 4: Totale årlige omkostninger				
	[MDKK]			
Investering	152			
Faste D&V	54			
Variable D&V	0,98			
Brændsel incl CO2 & elhandel	124			
- total	331			

Appendiks 3: Økonomiske nøgletal – VP Plus-scenariet

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer				
Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]	
Kollektive solfangere	4 GWh/år	0,7	0,0	
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	kWe	0,0	0,0	
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	10000 kWe	14,6	0,4	
Varmelager - Fjernvarmenet	20 MWh	0,0	0,0	
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0	
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0	
Varmelager til solfangere	20 MWh	0,0	0,0	
Fjernvarmekedler	99999 kW_Th	6,7	3,0	
Kondensværker	99999 kWe	40,8	16,0	
Vindmøller	58000 kWe	56,9	15,2	
Solceller	22,78 kWp	0,0	0,0	
Elektrolyseanlæg	kWe	0,0	0,0	
Brintlager til transport	MWh	0,0	0,0	
Individuelle kedler	kW_Th	0,0	0,0	
Individuelle varmepumper	1057 kWe	4,9	0,4	
Individuel elopvarmning	kWe	0,0	0,0	
Individuelle solfangere	3 GWh/år	1,0	0,2	
Affaldsforbrænding	112 GWh/år	15,8	7,8	
Geothermianlæg	kW_Th	0,0	0,0	
Biogasanlæg	98 GWh/år	9,1	13,5	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
Varmebesparelser	1 20% besparelse	14,8	0,0	
Elbesparelser	1 15% besparelse	6,7	0,0	
Fjernvarmenet - Eksisterende	1 Eksisterende net	0,0	0,0	
Fjernvarmenet - udvidelse	1 Op til 92%	7,6	1,5	
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	1 FH-Strandby	1,3	0,0	
Biogas i Skagen til Biler	1 System	1,0	0,0	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
		0,0	0,0	
- total		181,3	58	
Tabel 3: Variable omkostninger				
	Mængde [GWh/år]	Mængde [TJ/år]	Pris [MDKK/PJ]	I alt [M DKK]
Biobrændsel	0	0,00	44,7	0,00
Kul	166,46	599,26	25,8	15,46
Fuelolie	62,63	225,47	102,8	23,18
Diesel/fyringsolie	0	0,00		0,00
Benzin	0	0,00		0,00
Naturgas	-1	-3,60	77,8	-0,28
- Brændsel i alt				38,36
Variabel D&V				1,15
Elhandel				-1,33
CO2 omkostning				19,86
- total				58,03
Tabel 4: Totale årlige omkostninger				
	[MDKK]			
Investering	181			
Faste D&V	58			
Variable D&V	1,15			
Brændsel incl CO2 & elhandel	57			
- total	297			

Appendiks 4: Økonomiske nøgletal – BiogasPlus-scenariet

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer

Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]
Kollektive solfangere	4 GWh/år	0,7	0,0
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	2850 kWe	1,0	0,2
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	230 kWe	0,3	0,0
Varmelager - Fjernvarmenet	20 MWh	0,0	0,0
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmelager til solfangere	20 MWh	0,0	0,0
Fjernvarmekedler	99999 kW_Th	6,7	3,0
Kondensværker	99999 kWe	40,8	16,0
Vindmøller	33000 kWe	32,4	8,7
Solceller	22,78 kWp	0,0	0,0
Elektrolyseanlæg	kWe	0,0	0,0
Brintlager til transport	MWh	0,0	0,0
Individuelle kedler	kW_Th	0,0	0,0
Individuelle varmpumper	1057 kWe	4,9	0,4
Individuel elopvarmning	kWe	0,0	0,0
Individuelle solfangere	3 GWh/år	1,0	0,2
Affaldsforbrænding	112 GWh/år	15,8	7,8
Geothermianlæg	kW_Th	0,0	0,0
Biogasanlæg	157 GWh/år	14,5	21,6
		0,0	0,0
		0,0	0,0
Varmebesparelser	1 20% besparelse	14,8	0,0
Elbesparelser	1 15% besparelse	6,7	0,0
Fjernvarmenet - Eksisterende	1 Eksisterende net	0,0	0,0
Fjernvarmenet - udvidelse	1 Op til 92%	7,6	1,5
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	1 FH-Strandby	1,3	0,0
Biogas i Skagen til Biler	1 System	1,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
- total		148,9	59

Tabel 3: Variable omkostninger

	Mængde [GWh/år]	Mængde [TJ/år]	Pris [MDKK/PJ]	I alt [MDKK]
Biobrændsel	0	0,00	44,7	0,00
Kul	100,31	361,12	25,8	9,32
Fuelolie	194,34	699,62	102,8	71,92
Diesel/fyringsolie	0	0,00		0,00
Benzin	0	0,00		0,00
Naturgas	0,02	0,07	26194,4	1,89
- Brændsel i alt				83,12
Variabel D&V				0,64
Elhandel				-1,31
CO2 omkostning				22,71
- total				105,17

Tabel 4: Totale årlige omkostninger

	[MDKK]
Investering	149
Faste D&V	59
Variable D&V	0,64
Brændsel incl CO2 & elhandel	105
- total	313

Appendiks 5: Økonomiske nøgletal – Kombi-scenariet

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer

Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]
Kollektive solfangere	10 GWh/år	1,8	0,0
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	kWe	0,0	0,0
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	5000 kWe	7,3	0,2
Varmelager - Fjernvarmenet	20 MWh	0,0	0,0
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmelager til solfangere	20 MWh	0,0	0,0
Fjernvarmekedler	99999 kW_Th	6,7	3,0
Kondensværker	99999 kWe	40,8	16,0
Vindmøller	53000 kWe	52,0	13,9
Solceller	22,78 kWp	0,0	0,0
Elektrolyseanlæg	53000 kWe	6,7	2,0
Elektrolyseanlæg	kWe	0,0	0,0
Brintlager til transport	MWh	0,0	0,0
Individuelle kedler	kW_Th	0,0	0,0
Individuelle varmepumper	1057 kWe	4,9	0,4
Individuel elopvarmning	kWe	0,0	0,0
Individuelle solfangere	3 GWh/år	1,0	0,2
Affaldsforbrænding	112 GWh/år	15,8	7,8
Geothermianlæg	kW_Th	0,0	0,0
Biogasanlæg	98 GWh/år	9,1	13,5
		0,0	0,0
		0,0	0,0
Varmebesparelser	1 20% besparelse	14,8	0,0
Elbesparelser	1 15% besparelse	6,7	0,0
Fjernvarmenet - Eksisterende	1 Eksisterende net	0,0	0,0
Fjernvarmenet - udvidelse	1 Op til 92%	7,6	1,5
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	1 FH-Strandby	1,3	0,0
Biogas i Skagen til Biler	1 System	1,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
- total		175,7	58

Tabel 3: Variable omkostninger

	Mængde [GWh/år]	Mængde [TJ/år]	Pris [1000DKK/MDKK]	I alt [MDKK]
Biobrændsel	0	0,00	44,7	0
Kul	155,83	560,99	25,8	14
Fuelolie	117,21	421,96	102,8	43
Diesel/fyringsolie	0	0,00		0
Benzin	0	0,00		0
Naturgas	-1	-3,60	77,8	-0,28
- Brændsel i alt				58
Variabel D&V				1,095
Elhandel				-1
CO2 omkostning				22
- total				80

Tabel 4: Totale årlige omkostninger

	[MDKK]
Investering	176
Faste D&V	58
Variable D&V	1,10
Brændsel incl CO2 & elhandel	79
- total	314

Appendiks 6: Økonomiske nøgletal – Elektrolyse-scenariet

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer

Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]
Kollektive solfangere	10 GWh/år	1,8	0,0
KV-Enheder - Decentrale fjv-net	1700 kWe	0,6	0,1
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	5000 kWe	7,3	0,2
Varmelager - Fjernvarmenet	20 MWh	0,0	0,0
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	0 kWe	0,0	0,0
Varmelager til solfangere	20 MWh	0,0	0,0
Fjernvarmekedler	99999 kW_Th	6,7	3,0
Kondensværker	99999 kWe	40,8	16,0
Vindmøller	60000 kWe	58,9	15,8
Solceller	22,78 kWp	0,0	0,0
Elektrolyseanlæg	kWe	0,0	0,0
Elektrolyseanlæg	10000 kWe	1,3	0,4
Brintlager til transport	MWh	0,0	0,0
Individuelle kedler	kW_Th	0,0	0,0
Individuelle varmpumper	1057 kWe	4,9	0,4
Individuel elopvarmning	kWe	0,0	0,0
Individuelle solfangere	3 GWh/år	1,0	0,2
Affaldsforbrænding	112 GWh/år	15,8	7,8
Geothermianlæg	kW_Th	0,0	0,0
Biogasanlæg	98 GWh/år	9,1	13,5
		0,0	0,0
		0,0	0,0
Varmbesparelser	1 20% besparelse	14,8	0,0
Elbesparelser	1 15% besparelse	6,7	0,0
Fjernvarmenet - Eksisterende	1 Eksisterende net	0,0	0,0
Fjernvarmenet - udvidelse	1 Op til 92%	7,6	1,5
Fjernvarmenet - Kobling til Elling	1 FH-Strandby	1,3	0,0
Biogas i Skagen til Biler	1 System	1,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
		0,0	0,0
- total		177,8	59

Tabel 3: Variable omkostninger

	Mængde [GWh/år]	Mængde [TJ/år]	Pris [MDKK/TJ]	I alt [MDKK]
Biobrændsel	0	0,00	44,7	0
Kul	184,92	665,71	25,8	17
Fuelolie	102,81	370,12	102,8	38
Diesel/fyringsolie	0	0,00		0
Benzin	0	0,00		0
Naturgas	-0,27	-0,97	77,8	0
- Brændsel i alt				55
Variabel D&V				1,5
Elhandel				-1
CO2 omkostning				24
- total				79

Tabel 4: Totale årlige omkostninger

	[MDKK]
Investering	178
Faste D&V	59
Variable D&V	1,50
Brændsel incl CO2 & elhandel	78
- total	316